



PARTICIPACIÓN DE UN AGREGADOR EN EL MERCADO DIARIO DE ELECTRICIDAD

Trabajo de fin de grado

Titulación: Grado en ingeniería eléctrica.

Autor: Juan Miguel Moreno Rodrigo.

Tutor: Julio Usaula García.

Tabla de contenido

Índice de ilustraciones.....	5
Índice de tablas	6
1. OBJETIVOS.....	8
2. INTRODUCCIÓN	8
3. SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL	9
3.1. Europa: interconexiones internacionales	10
3.2. Problemas del sistema tradicional	11
3.2.1 Problemas medioambientales.....	11
3.2.2 Dependencia energética	13
3.2.3 Aumento de la demanda.....	16
4. MERCADO ELÉCTRICO	17
Antes de la liberación del sector eléctrico (antes de 1998):.....	17
Después de la liberación del mercado (1998 en adelante):.....	17
4.1.1 <i>Mercado diario</i> :	18
4.1.2 Mercado intradiario:	19
4.1.3 Mercado de servicios complementarios:	20
5. GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	21
5.1. Problemas de la demanda.....	21
5.2. Flexibilidad de demanda	22
6. EL NUEVO SISTEMA ELÉCTRICO: REDES INTELIGENTES Y AGREGADORES	25
6.1. Redes inteligentes	26
6.1.1 Diferencias con las redes tradicionales	26
6.1.2 Ventajas.....	27
6.2. Responsabilidad de la flexibilidad	28
6.3. Agregador.....	29
6.3.1 Medición de los servicios de flexibilidad	30
6.4. Unión europea: objetivos.....	31
6.4.1 Gestión de restricciones en las redes.....	32
6.4.2 Creación de un mercado común para flexibilidad	33
7. SIMULACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE UN AGREGADOR	35

7.1.	Objeto de estudio.....	35
7.2.	Explicación del caso a estudiar.....	35
7.3.	Planteamiento matemático del problema	36
7.3.1	Variables.....	37
7.3.2	Ecuaciones.....	39
7.3.3	Explicación de las ecuaciones.....	40
7.4.	Datos del problema	41
7.4.1	Datos generales y consumo	41
7.4.2	Datos de generación.....	42
7.4.3	Datos baterías	42
7.4.4	Datos vehículos eléctricos:.....	43
8.	RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA: MATLAB.....	48
8.1.	Matlab	48
8.2.	Comprobaciones de la optimización	49
8.3.	Resultados	51
8.3.1	Variación de la potencia neta.....	53
8.3.2	Variación de costes	56
8.4.	Consecuencias	60
8.5.	Casos añadidos.....	62
9.	CONCLUSIONES	64
10.	Bibliografía	66

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: gráfico muestra aumento emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las últimas décadas. [8].	12
Ilustración 2: gráfico porcentajes de la energía eléctrica generada en total en 2015 en la península ibérica por cada tipo de central [11].	14
Ilustración 3: Previsión del consumo de petróleo según teoría del Pico de Hubbert.[12]	15
Ilustración 4: evolución de la demanda prevista (verde), la demanda real (amarillo) y la generación programada (rojo) a lo largo de un día. [6]	19
Ilustración 5: funcionamiento de la casación de potencia. [7].	19
Ilustración 6: horario llegadas vehículos eléctricos (días laborales).	45
Ilustración 7: horario llegadas vehículos eléctricos (fines de semana).	45
Ilustración 8: Gestión de potencia.	49
Ilustración 9: Cargado de baterías.	50
Ilustración 10: cargado vehículos eléctricos (días laborales).	52
Ilustración 11: cargado vehículos eléctricos (fines de semana).	52
Ilustración 12: potencia neta sin gestión (año).	53
Ilustración 13: potencia neta con gestión (año).	54
Ilustración 14: comparación de potencia neta con y sin gestión (5 y 6 de Marzo 2015).	55
Ilustración 15: Costes caso sin gestión (año).	56
Ilustración 16: Costes caso con gestión (año).	57
Ilustración 17: Comparación de costes con y sin gestión (días 5 y 6 de Marzo de 2015).	59

Índice de tablas

Tabla 1: Potencia instalada en España, año 2015[2].....	10
Tabla 2: Sesiones mercado intradiario[7]	20
Tabla 3: Resultados comparación de costes en un año.	58
Tabla 4. Resultados comparación de costes en los días 5 y 6 de Marzo.....	60
Tabla 5: Otros casos de estudio.	62
Tabla 6: Otros casos de estudio.	63

1.OBJETIVOS

El objetivo de este trabajo es la comprobación de la rentabilidad de la gestión de potencia demandada proveniente de viviendas y pequeños consumidores por parte de un agregador en un entorno de red inteligente, en el cual se discrimine el precio de la potencia generada y consumida según franjas horarias.

Para la simulación, se considerará el uso de demandas de energía gestionables (incluyendo vehículos eléctricos), generación y almacenamiento distribuido. Para ello se usarán valores reales y estimaciones para simular el funcionamiento óptimo de un agregador en el sistema eléctrico español, cuya función será cubrir las necesidades de demanda a la vez que utiliza estos recursos para obtener el máximo beneficio económico posible, en forma de rebaja de su tarifa de consumo eléctrico.

2.INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico mundial ha crecido y evolucionado para cubrir las necesidades de suministro de la población de forma cada vez más segura y con energía de mayor calidad. Los problemas con los que ahora se enfrenta el sector eléctrico es conseguir crear un sistema eléctrico seguro y sostenible, económica y ecológicamente, sin reducir la capacidad de crecimiento del sistema ni la calidad del suministro.

Para ello se pretenden instaurar las redes eléctricas inteligentes, un nuevo tipo de red eléctrica que, manteniendo los elementos de la red eléctrica tradicional, añadirá equipos que permitan la gestión en tiempo real gracias a los avances en medición y comunicación. Estas redes inteligentes supondrán un gran avance en cuanto a gestión de la demanda, gestión de las energías renovables (de generación poco previsible) y control del balance de potencia generada y consumida.

El caso a estudiar en este trabajo es el del funcionamiento de un agregador, plataforma con la finalidad de ofrecer una gestión de la demanda a los pequeños consumidores y viviendas. Es un agente importante en el desarrollo de un sistema eléctrico sostenible, ya que un 25 % del consumo de electricidad en España se debe a las viviendas. [1]

Finalmente, se simulará el funcionamiento de un agregador en el mercado eléctrico español con la finalidad de comentar los beneficios que este agregador puede conseguir en sus clientes y en el sistema eléctrico español.

3. SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

El sistema eléctrico español consta de aquellos elementos para la generación, el transporte o la distribución y el consumo de energía eléctrica en España. Los principales elementos de un sistema eléctrico son:

- **Centrales generadoras:** es donde se produce la energía eléctrica. Existen distintos tipos de centrales según su forma de generar energía y el recurso del que se consigue. Por ejemplo, las centrales de combustión interna mueven una turbina a partir de la combustión.
- **Estaciones y subestaciones eléctricas:** son las encargadas de adecuar las características de tensión e intensidad de la energía eléctrica a las adecuadas según se requiera para su transporte o su consumo.
- **Líneas de transporte y distribución:** Se utilizan para llevar la energía desde las centrales de generación a los centros de consumo. Se dividen según la tensión de la energía que transportan. [2]
- **Consumidores:** engloba todos los consumidores de energía eléctricas, como viviendas o fábricas.

Todos los elementos están equipados con elementos de control y protección.

En España, el operador del sistema eléctrico es Red Eléctrica de España (REE), una compañía creada en 1985. Se trata de una empresa creada en su mayoría por capital público que se dedica a la operación del sistema y asegurar la continuidad y seguridad del transporte de energía.

A continuación se describen los datos principales del sistema español, tomados del informe de REE de 2015. Estos datos son: [2]

- El consumo total de energía fue de 263,1 TWh (la demanda del sistema aumento un 1,9% comparada con la de 2014).
- La Potencia de generación instalada fue de 102.6123 MW (presenta un descenso respecto al dato del 2014).
- Consta de más de 43000 km de líneas eléctricas.

POTENCIA INSTALADA A 31 DE DICIEMBRE

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	% 15/14	MW	% 15/14	MW	% 15/14
Hidráulica	18.668	4,9	1	0,0	18.669	4,9
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón	10.972	0,0	510	0,0	11.482	0,0
Fuel / gas	0	-100,0	2.784	-0,2	2.784	-15,8
Ciclo combinado ^[1]	25.348	0,0	1.851	0,0	27.199	0,0
Hidroeléctrica	-	-	12	0,0	12	0,0
Resto hidráulica ^[2]	2.109	0,0	0,5	0,0	2.109	0,0
Eólica	22.845	0,0	158	0,0	23.003	0,0
Solar fotovoltaica	4.423	0,5	244	0,3	4.667	0,5
Solar térmica	2.300	0,0	-	-	2.300	0,0
Térmica renovable	984	0,0	5	0,0	989	0,0
Cogeneración y resto	7.098	0,0	121	0,0	7.219	0,0
Total	102.613	0,4	5.686	-0,1	108.299	0,4

[1] Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza fuel y gasoil como combustible principal.
 [2] Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). // Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

Tabla 1: Potencia instalada en España, año 2015 [2]

3.1. Europa: interconexiones internacionales

“Desde los inicios de los sistemas eléctricos y a lo largo de todo el siglo XX hasta la actualidad, el desarrollo y gestión de las redes eléctricas, principalmente las de transporte en alta tensión, han ido evolucionando desde un ámbito más local para pasar a tener un carácter nacional y posteriormente internacional, debido a que los sistemas eléctricos son más estables cuanto más mallados e interconectados están. Fue a partir de los años 50 del pasado siglo cuando en Europa se comenzó a interconectar las redes eléctricas de los diferentes países, a través de las denominadas interconexiones internacionales, con el objetivo inicial de aumentar los márgenes de seguridad, si bien a día de hoy las interconexiones están permitiendo una verdadera integración de los distintos sistemas eléctricos nacionales.” [3]

Las interconexiones internacionales generan varios beneficios a los países conectados, principalmente la seguridad de suministro, ya que permiten el intercambio de energía cuando un sistema se desvía de su equilibrio.

Otra ventaja, es que utilizando esta conexión se puede intercambiar energía cuando la relación de precios lo haga económicamente deseable. Así el país con el precio bajo vende su energía y el país con el precio más alto consigue energía a menor precio del que le supondría generarla, por lo que los dos países conectados obtienen beneficios económicos. Con esto se consigue también crear competencia entre países vecinos para conseguir un servicio más eficiente y económico.

Por todo esto, las interconexiones tienen un papel fundamental en la integración de los mercados eléctricos. En Europa se busca integrar todos los mercados existentes en un único mercado internacional, común para toda la Unión Europea.

Para que esto sea posible, la Unión Europea recomienda que las interconexiones entre los distintos mercados sean de, al menos, un 10% de la capacidad de producción instalada de cada uno de ellos.

En España, la capacidad de intercambio de energía con Europa es cerca de un 3% de la potencia de generación instalada, un valor muy pequeño. Además, España por su situación geográfica solo puede inyectar o recibir energía con el resto de mercados europeos a través de las interconexiones con Francia, esto hace que España sea una “isla eléctrica”, es decir, eléctricamente hablando permanece casi aislada de los mercados externos. [3]

Las interconexiones con las que cuenta España son:

- **España-Francia:** Esta interconexión cuenta con 4 líneas de alta tensión, 2 de ellas de 400kV en el País Vasco, y 2 de 220kV en Aragón y Cataluña. Estas 4 líneas permiten un máximo de energía transportada de 1400MW. Además, desde 2015 está en funcionamiento la recién construida interconexión subterránea de corriente continua de 1400MW. Aun así, no es suficiente para alcanzar los mínimos marcados por Europa, por lo que se prevén nuevas ampliaciones. [3]
- **España-Portugal:** Cuenta con un total de 9 líneas, y su capacidad de intercambio es de unos 3000MW de energía. Esta conexión, aunque cubre mayor porcentaje de interconexión, es de menor importancia que la de Francia, ya que la francesa une el sistema español con el europeo, el sistema eléctrico más grande, y por lo tanto seguro, del mundo, mientras que la de Portugal une dos sistemas eléctricos más pequeños. [3]
- **España-Marruecos:** consta de 2 cables eléctricos submarinos con una capacidad de transporte máxima de unos 800 MW. Se puede considerar la unión más importante entre Europa y el norte de África. [3]

En la actualidad se están tramitando varios proyectos que permitan aumentar la capacidad de intercambio de energía de todas ellas, con el objetivo de aumentar la seguridad de suministro.

3.2. Problemas del sistema tradicional

3.2.1 Problemas medioambientales

Desde que se empezase la revolución industrial, el impacto que el ser humano tiene en el medioambiente ha aumentado significativamente. Esto está causando problemas medioambientales debido a las emisiones causadas en la fabricación o en la obtención de energía. Las emisiones y problemas generados por ellas, aumentan cada vez más rápido, y podrían llegar a provocar cambios en la Tierra que hiciesen imposible la vida humana.

El mayor de estos problemas es el aumento del calentamiento global, causado por las emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente dióxido de carbono (CO₂), óxidos de

nitrógeno (NO_x), ozono (O₃), Metano (CH₄) y los clorofluorcarbonatos (también conocidos como CFC). Según la Organización Meteorológica Mundial (OMM), el aumento de la cantidad de CO₂ en la atmósfera ha llegado a una concentración de CO₂ de 397,7 partes por millón (ppm) en 2014. Antes de la Revolución Industrial era de tan solo 278 ppm. Se estima que el aumento de temperatura con respecto a los datos de hace un siglo es de 0,8°C. Estos valores se prevé que sigan aumentando, pudiendo llegar a un aumento de temperatura entre 3,7 y 4,8 grados para el año 2100, según científicos del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) de la ONU. Este cambio climático tendría enormes repercusiones sobre la vida en la Tierra. [4]

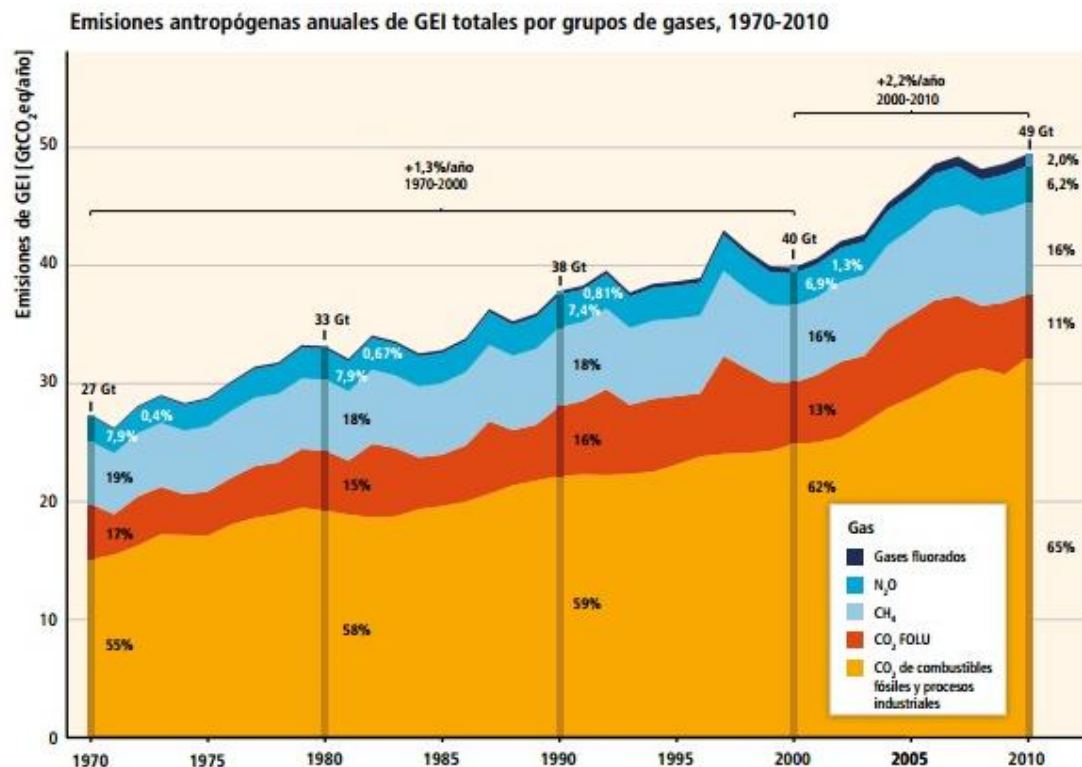


Ilustración 1: gráfico muestra aumento emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las últimas décadas. [4].

El calentamiento global se ha convertido por tanto en uno de los mayores problemas de la actualidad. Por ello, varias plataformas a nivel mundial se están movilizand para reducir las emisiones de gases contaminantes. Para ello, el principal objetivo es reducir las emisiones causadas en la generación de energía. Esto incluye no solo la generación de energía eléctrica, sino también las emisiones debidas a otras actividades, principalmente el transporte y algunos procesos de fabricación.

La ONU insistió en la importancia de poner freno a este problema en la cumbre de París 2015. En esta, se firmó un acuerdo que atañe a 187 países y a la Unión Europea en el cual se imponen unos objetivos de reducción de emisiones. Se hace hincapié en la necesidad de utilizar fuentes de energía renovables y en la importancia de gestionar la demanda de energía. Se le da importancia a la gestión de la demanda individual de cada uno de los consumidores. [5]

Energías renovables

Se consideran energías renovables aquellas energías obtenidas utilizando recursos virtualmente inagotables, es decir, recursos ilimitados o recursos cuya recuperación natural sea lo suficientemente rápida como para restablecerse tras ese consumo.

Las principales ventajas de este tipo de generación son:

- El recurso utilizado es ilimitado.
- El coste de la energía generada es muy bajo, incluso nulo.
- Bajo o nulo impacto ambiental, ya que estas tecnologías no generan residuos ni emisiones (la biomasa genera emisiones, pero durante su vida la planta lo extrae de la atmósfera).
- El acceso a estos recursos (viento, sol,...) es universal, lo que reduce la dependencia energética.
- Facilidad de instalación y explotación, que hace que sea posible la instalación de pequeños generadores en viviendas y zonas urbanas e industriales.

Debido a los problemas medioambientales que se están agravando en el mundo entero debido a las emisiones de gases, en especial el problema del calentamiento global, y al encarecimiento del petróleo, la fuente de energía más utilizada, ha hecho que en el mundo entero se esté apostando por fuentes de energías más limpias.

Se prevé un aumento del peso de estos tipos de generadores en la generación de energía, tanto a nivel nacional como mundial. En España el porcentaje de energía eléctrica generada por fuentes renovables es de un 37% en 2015. En Europa se pretende alcanzar un 20% de la cobertura de energía total (no solo eléctrica) por fuentes renovables (para 2012 este valor estaba en 14,1%). [6]

3.2.2 Dependencia energética

En el territorio español no abundan los recursos energéticos tradicionales, como son los combustibles fósiles. Debido a la importancia de estos, España tiene una alta dependencia de recurso energéticos primarios del exterior. El grado de autoabastecimiento en 2013 en España es de un 29% según el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Esto quiere decir que en España, el 71% de la energía producida proviene de materias primas importadas. [7]

La producción de energía por parte de las centrales eléctricas tiene diversos orígenes. Así, una de las fuentes más importantes a la hora de conseguir energía son los combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural), de los que se obtiene energía mediante su combustión. Esta dependencia energética de los combustibles fósiles tiene varios problemas importantes:

1. La combustión de estos recursos causa emisiones de gases a la atmósfera, causantes de problemas como el aumento del efecto invernadero y la lluvia ácida.

COBERTURA DE LA DEMANDA PENINSULAR



Ilustración 2: gráfico porcentajes de la energía eléctrica generada en total en 2015 en la península ibérica por cada tipo de central [6].

Como se puede ver en la figura anterior, el porcentaje de energía eléctrica generado a partir de combustibles fósiles (carbón, ciclo combinado y cogeneración) es de 40,5%.

El valor anterior es para la obtención de energía, pero los combustibles fósiles también se utilizan también para el transporte o como fuente de calor. Por ello, el valor real de la producción energética dependiente de combustibles fósiles es bastante mayor.

- Según la teoría del Pico de Hubbert o teoría del agotamiento del petróleo, la curva de producción de petróleo tiene forma de parábola, que aumenta hasta el punto máximo y después decrece con la misma velocidad que aumento. Este pronóstico se usa para estimar el periodo en el que se agotarán las reservas de los distintos combustibles fósiles.

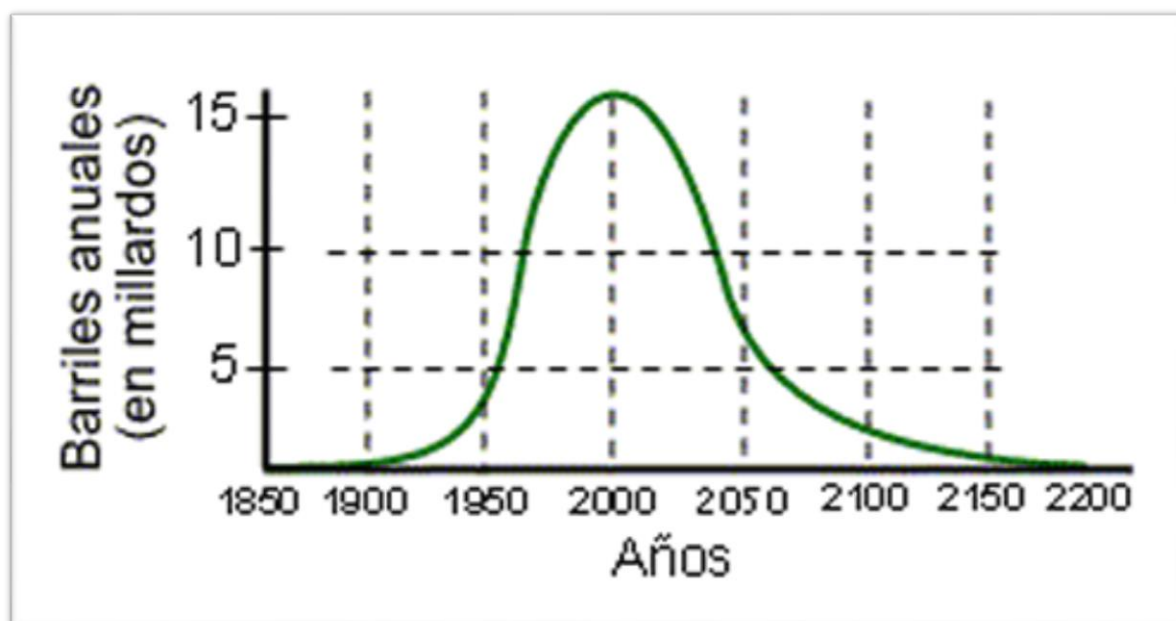


Ilustración 3: Previsión del consumo de petróleo según teoría del Pico de Hubbert. [8]

La cuestión ahora es conocer el punto máximo de generación de petróleo. Según estudios de Agencia Internacional de la Energía (AIE) en 2010 el pico de consumo se dio para el año 2006. Sin embargo la Asociación para el Estudio del Pico del Petróleo y el Gas (ASPO), considera que el pico del petróleo habría ocurrido en 2010, basándose en datos actuales de producción y consumo. [9]

Según esta teoría, la gran crisis del petróleo llegaría en, como mucho, 50 años. Para entonces deberán existir formas alternativas de energía que permitan mantener el consumo energético.

3. Este tipo de recursos no se encuentran presentes en todas las zonas del globo. Esto causa que sea necesaria la importación de estos combustibles de otros países. Esta dependencia energética se da por ejemplo en la Unión Europea, donde no hay reservas importantes de combustibles.

Según datos de Eurostat en 2013, en la Unión Europea se importa un 53,2 % del consumo bruto de energía. Esta dependencia energética es aún mayor hablando solo de combustibles fósiles, ya que el 88,4% del petróleo y el 65,3% del gas natural consumidos son importados del exterior. La mayor parte de estas importaciones vienen de Rusia. Esto hace que el sistema eléctrico europeo dependa del exterior, por lo que podría verse perjudicado por políticas externas, además de resultar más caro.

En el territorio español los combustibles fósiles escasean. Debido a la importancia de estos, España tiene una alta dependencia de recurso energéticos primarios del exterior. El grado de autoabastecimiento en 2013 en España era de un 29% según el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Esto quiere decir que en España, el 71% de la energía producida proviene de materias primas importadas. [6]

3.2.3 Aumento de la demanda

La demanda energética sigue aumentando en todo el mundo, causando que se requiera mayor producción de energía.

Además del gran aumento, la distribución de esta energía demandada es un problema, ya que se concentra en ciertas horas, llamadas comúnmente horas punta, en las cuales el precio de la energía se hace mayor debido a que se precisa de mayor energía generada, aumentando así el coste de su obtención.

Sobre este tema se centrará el trabajo, ya que una buena gestión de la demanda permite obtener grandes beneficios al reducir y controlar la necesidad de producción. Estos son algunos de ellos:

- Permite hacer un mejor uso de las centrales más eficientes, manteniéndolas activas durante más tiempo, y reduciendo el uso de las centrales de mayor coste, reduciendo así el coste económico.
- Permite mantener el balance de una forma más barata, de forma que se consigue además mayor seguridad de suministro.
- Reducción de los problemas medioambientales y de la dependencia energética, ya que al gestionar la demanda se puede reducir el tiempo en el que las centrales contaminantes de combustión funcionan.

Para entender bien este tema, primero debe conocerse el funcionamiento del mercado español, mediante el cual se gestiona la energía generada y consumida.

4. MERCADO ELÉCTRICO

“El mercado eléctrico de España es el conjunto de mercados (de plazo, del día anterior, intradiarios, etc.) donde se negocia la compra y venta de energía eléctrica con entrega en la red peninsular española. Se estableció como consecuencia de la liberalización del sector eléctrico que tuvo lugar en el año 1997.” [10]

Antes de la liberación del sector eléctrico (antes de 1998):

Antes de la liberalización, el sistema eléctrico español era un sistema regulado públicamente a través de Red Eléctrica de España (REE), siguiendo las normativas que proporcionaba el Ministerio de Industria y Energía. Solo se permitía enviar energía al sistema a través de centrales incluidas en la programación realizada por REE, y la construcción de centrales era gestionada por REE.

Los activos eran de propiedad pública y se gestionaba la generación y transporte de energía de forma que los costes fuesen los mínimos posibles.

Las ganancias iban destinadas a cubrir íntegramente los costes debidos a la generación, transporte y distribución de energía, tareas de las que se encargaban un conjunto de compañías eléctricas, que recibían estas ganancias. Las compañías eléctricas eran en su mayoría empresas privadas, a excepción de Endesa, empresa pública que se hizo con el control de hasta un 41% de la generación española antes de liberalización del mercado [10].

Después de la liberación del mercado (1998 en adelante):

En 1997 se promulgó la ley 54/1997 que liberalizaba el mercado eléctrico español, la cual se puso en vigor el 1 de Enero de 1998. Esta ley separaba la gestión eléctrica en cuatro actividades: generación, transporte, distribución y comercialización. [10]

En este sistema el transporte de energía sigue bajo gestión pública, pero las tareas de generación y distribución las llevan a cabo empresas privadas. Por lo tanto, hay completa libertad para construir centrales eléctricas con capitales privados.

Se trata por lo tanto, de un sistema de producción organizado, el cual permite una competencia libre de las empresas suministradoras eléctricas siempre orientado a cumplir las exigencias de calidad y seguridad en el suministro. Así la generación no se gestiona según el coste de generación, sino ateniéndose a ofertas que realizan las centrales generadoras. Así también permite a los consumidores elegir suministrador según la oferta que cada empresa distribuidora haga.

Esta liberalización pretende crear una competencia en las distintas actividades del sector eléctrico con el fin de aumentar la eficiencia del servicio. Es el sistema más aceptado internacionalmente para la gestión eléctrica.

En 2013 se promulgó la nueva ley del sector eléctrico (Ley 24/2013), que deroga la ley anterior, pero mantiene la misma estructura.

4.1. *Funcionamiento del mercado:*

El principal objetivo de la gestión es asegurar que la potencia generada por las centrales es igual a la potencia consumida por los consumidores y que este servicio se dé a menor coste posible y de la forma más segura posible.

Para esto, se pondrán en funcionamiento las centrales cuya oferta de generación garantice mantener el equilibrio con la demanda y tengan unos gastos de generación menores. El coste al que se venderá esta energía depende por lo tanto del coste que lleva su generación.

Para estas gestiones, se pueden distinguir tres mercados diferenciados según sus funciones: el mercado diario, el mercado intradiario y el mercado de servicios complementarios.

4.1.1 *Mercado diario:*

[Son todas aquellas transacciones de compra-venta de energía correspondiente a la producción y suministro del día siguiente] [11].

En el mercado diario se presentan las distintas ofertas de venta y compra de energía por parte de los distribuidores y comercializadores. Estas ofertas se hacen para las 24 horas del día siguiente. Una vez recibidas las ofertas, se iguala la energía comprada con la energía demandada, dando prioridad en la contratación a aquellas ofertas de menor coste de compra. La última oferta en entrar en la casación marcará el precio de compra real de la energía. El punto en el que se cortan las ofertas de adquisición (función descendente) y las ofertas de venta (función ascendente) es el punto que marcará el precio al que se compra la energía. Las ofertas de venta que queden por debajo de este punto serán las que habrán entrado en la casación.

Este sistema tiene la ventaja de incentivar la disminución de costes con el fin de ofrecer una oferta a menor precio en la venta de energía, ya que las oferta de menor coste se aseguran la compra de su energía.

Por lo tanto, se dará que en los horarios en los que la demanda es más alta, los costes de la energía serán más altos, debido a que para satisfacer esta demanda se necesita poner en funcionamiento centrales cuyo coste de la energía es mucho mayor.

Es importante saber que el mercado diario trabaja mediante predicciones hechas 24 horas antes. Esto quiere decir que no se conoce con exactitud el estado de la red en el momento para el que se gestiona la compra. Por ello es común que se provoquen desvíos respecto a las previsiones. Esto se resuelve mediante el mercado intradiario.

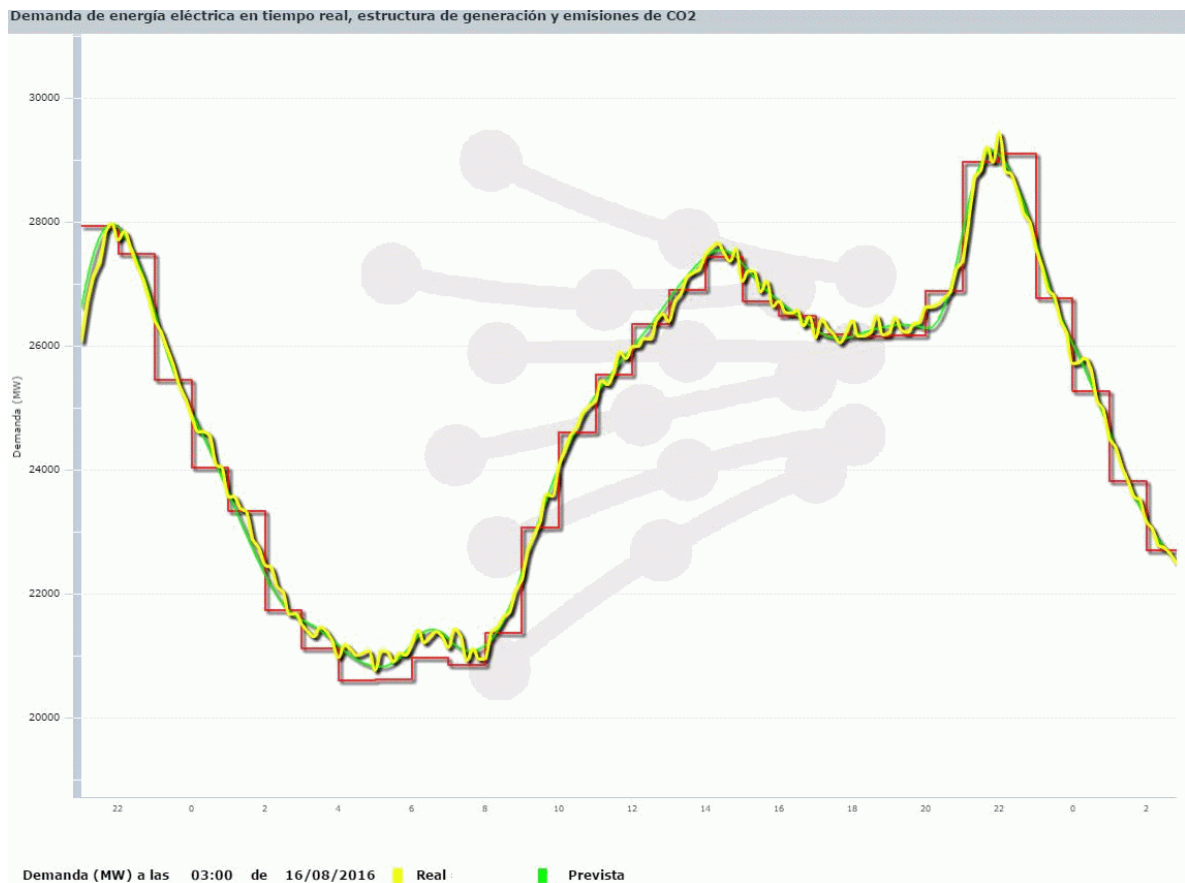


Ilustración 4: evolución de la demanda prevista (verde), la demanda real (amarillo) y la generación programada (rojo) a lo largo de un día. [12]

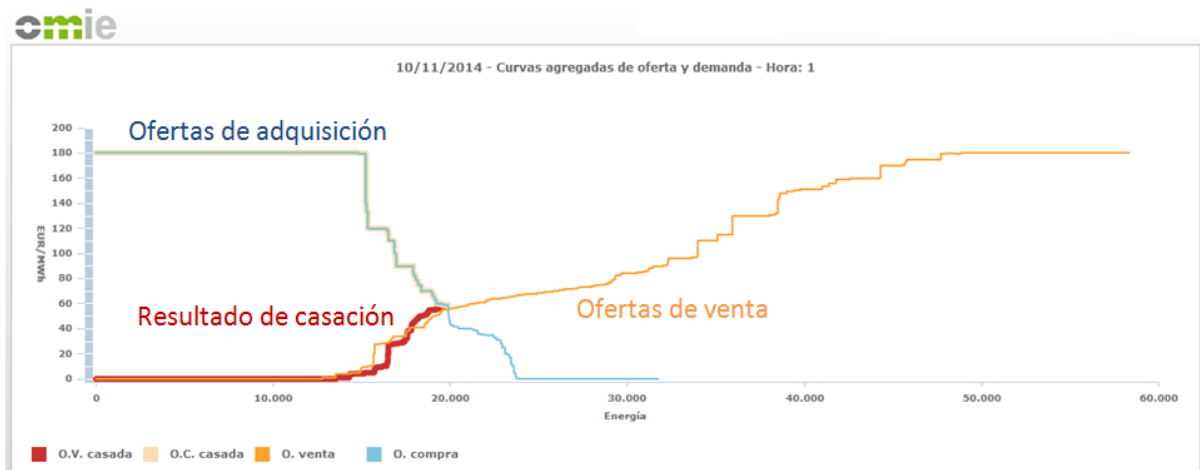


Ilustración 5: funcionamiento de la casación de potencia. [13]

4.1.2 Mercado intradiario:

El funcionamiento del mercado intradiario es similar al del mercado diario, y se ocupa de cubrir los desajustes que se hayan producido en el mercado diario. Para operar este tipo de mercado se divide el día en seis sesiones, cada una de ellas de 4 horas. La casación de

potencias se organiza durante una sesión anterior, es decir, aunque cubre el desajuste en el mercado diario, también se basa en previsiones, por lo que no es exacto y sigue creando desajustes, aunque de menor importancia.

El precio de la energía en el mercado intradiario varía en función de si el desvío en las nuevas previsiones se produce por encima o por debajo de las previsiones anteriores, con el objetivo de premiar el equilibrado del sistema.

	SESION 1 ^o	SESION 2 ^a	SESION 3 ^a	SESION 4 ^a	SESION 5 ^a	SESION 6 ^a
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicación PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabla 2: Sesiones mercado intradiario.[13]

4.1.3 Mercado de servicios complementarios:

El mercado de servicios incluye los procesos que permiten controlar y operar el sistema eléctrico en tiempo real, con el fin de resolver cualquier desequilibrio entre la potencia generada y demandada, asegurando así satisfacer la demanda de forma segura y con la calidad necesaria.

5. GESTIÓN DE LA DEMANDA

5.1. *Problemas de la demanda*

La demanda energética aumenta cada vez más, debido principalmente al aumento de la población, al aumento de la industria y al aumento de la demanda de cada individuo. Se prevé un aumento mayor en los próximos tiempos debido, entre otras cosas, a la introducción en las carreteras del vehículo eléctrico, que no solo aumentarán la demanda sino que además la harán ser más variable. [14]

El mayor problema de la aleatoriedad de la demanda es que se encuentra concentrada en unas pocas horas del día. En estas horas, se requiere el uso de un gran número de generadores que produzcan la energía demandada. Lo que aumenta el coste de producción, ya que se utilizan centrales menos eficientes con el fin de poder satisfacer la demanda.

Este aumento de la demanda eléctrica lleva consigo un aumento de la generación requerida, y por lo tanto el uso de más centrales, muchas de las cuales permanecerán activas muy poco tiempo al año. Aumentan también las infraestructuras necesarias para su transporte y distribución (centros de transformación, redes,...).

Por lo tanto, y con el objetivo de reducir las necesidades de generación, se trabaja en formas de reducir el consumo de energía de los aparatos y maquinas, como por ejemplo, la reducción de consumo en los motores o el uso de luces de LED.

Pero esto no es suficiente, ya que no solo el aumento de la demanda hace necesario el aumento de generación, sino también la distribución que esta tiene en el tiempo. Para entender esto, debe entenderse que las centrales eléctricas pueden dividirse en tres grupos según sus costes de generación:

1. **Centrales base:** Estas centrales tienen un bajo coste de producción de energía, por lo tanto son centrales que trabajarán siempre que sea posible. En este grupo de centrales se incluyen principalmente las energías renovables (eólica y solar principalmente), a excepción de ciertas centrales hidráulicas, y las centrales nucleares. Son centrales que no tienen emisiones contaminantes (la central nuclear tienen otros problemas medioambientales, como la producción de los residuos, pero mientras que estos se gestionen debidamente no se consideran emisiones contaminantes). Estas centrales tienen además una respuesta lenta y altos costes de puesta en marcha y frenado, por lo que se necesitan más centrales que apoyen a las centrales base cuando se producen variaciones en los planes de generación.
2. **Centrales intermedias:** Estas centrales producen energía a un coste moderado y requieren una velocidad de variación bastante rápida. Se usan estas centrales para aumentos en la generación intermedios y previsibles. En este apartado están las

centrales de combustión de mayor eficiencia. Son por lo tanto centrales contaminantes

3. **Centrales pico:** el coste de generación de estas centrales es muy alto, pero su coste de puesta en marcha o frenado son bajos y su velocidad de variación es muy rápida. Estas centrales únicamente se ponen en marcha en los picos de demanda. En este grupo de centrales están las centrales de ciclo combinado y de combustión, además de las centrales hidráulicas, que aunque tienen un coste de generación mínimo, tienen una velocidad de respuesta a variaciones en la energía generada excelente. Son centrales muy contaminantes debido a sus emisiones, a excepción de las centrales hidráulicas. Dentro del grupo de centrales de pico, cabe destacar las centrales hidráulicas de bombeo, que se valen de una bomba de agua para llenar un embalse superior de agua durante las horas valle (consumiendo energía a un precio bajo) para luego utilizarlo para generar energía en las horas pico. Por lo tanto actúan como almacenadores de energía con el fin de suavizar esta diferencia de precios.

Esta división de la generación en tres tipos de centrales permite entender la diferencia de precios que se da en distintas horas del día: en las horas valle, de menor precio de la energía, solo están en funcionamiento las centrales de base, de bajo coste de producción, mientras que en las horas pico entran a generar energía las centrales de mayor coste.

Por esta razón, la existencia de picos de demanda en la curva de demanda aumenta significativamente el coste de producción y el precio de la energía, además de aumentar las emisiones de gases contaminantes a la atmosfera. Por ello, en los últimos años se está dando gran importancia a los métodos de gestión de demanda que permitan reducir estos picos de demanda.

5.2. Flexibilidad de demanda

El término flexibilidad hace referencia a la capacidad de variar la inyección o el consumo de energía de la red como respuesta a una señal exterior, como puede ser la variación del precio o algún aviso por una situación de desequilibrio. Esta capacidad de variación se usa con el propósito de dar un servicio al sistema. Así se reduce la potencia consumida en las horas pico y se aumenta la potencia en las horas valle, de forma que se consiga disminuir el coste de la energía, ya que se hace el consumo de esta durante las horas de menor precio.

Se usan varios parámetros que nos permiten medir la flexibilidad de un sistema eléctrico: el módulo de potencia, la duración, la velocidad de cambio, el tiempo de respuesta, la localización, etc.

La flexibilidad de demanda por parte de los consumidores es una forma barata y sencilla de mantener el balance entre potencia demandada y generada, con la ventaja de que no requiere de generadores de energía y por lo tanto no tiene emisiones y no tiene costes de producción, aunque se incentiva económicamente.

En la actualidad los grandes consumidores tienen la oportunidad de participar en el mercado eléctrico ofreciendo un porcentaje de su demanda para su gestión, es decir, retrasan ciertos consumos de sus instalaciones con el fin de reducir la demanda en las horas pico y así conseguir un incentivo económico.

Esta gestión beneficia a todos los consumidores en el sistema eléctrico, ya que el consumidor que gestiona su demanda consigue una bonificación económica y permite a los reguladores del sistema conseguir satisfacer la demanda con un menor coste, bajando por lo tanto el precio de compra de energía para todos los consumidores. Otro incentivo de este tipo de gestión es que se reduce el uso de las centrales contaminantes y permite un mayor aprovechamiento de las centrales de energías renovables.

Se considera que esta flexibilidad tendría cabida en el mercado de tres formas:

- **Optimización de cartera:** En la optimización de cartera los agentes de mercado se encargan de optimizar la generación de energía de forma que cumpla la obligación de satisfacer la demanda con el coste mínimo ante todos los horizontes posibles (no solo se debe tener en cuenta el coste de generación de energía sino también el coste de puesta en marcha y de parada de las centrales). [6]
- **Equilibrio de frecuencia:** El equilibrio de frecuencia consiste en la adquisición de servicios de balance, que proporcionen una capacidad de variar la potencia cuando el operador del sistema así lo solicite. Se solicitará este servicio cuando la frecuencia de la red este fuera de ciertos márgenes. [6]

“La frecuencia nominal del sistema español es de 50Hz. Se consideran variaciones normales de la frecuencia aquellas comprendidas entre 49,85 y 50,15 Hz]”según el BOE núm. 197. [15]

Tradicionalmente este ajuste de potencia se realizaba mediante el control de la generación de energía de las centrales, desconectando centrales en caso de un gran crecimiento en la frecuencia y conectando centrales de respuesta en caso de decrecer (la frecuencia aumenta cuando la potencia generada es menor a la demandada). Usando la flexibilidad de demanda se podría obtener el mismo resultado, pudiendo ser en ocasiones muy ventajosa, ya que no se ocasionarían gastos.

- **Gestión de restricciones en las redes de transmisión y distribución:** Los servicios de flexibilidad de demanda permiten a los operadores del sistema hacer frente a las restricciones de la red que impidan el correcto funcionamiento de la línea, asegurando así la fiabilidad y calidad del servicio en todo momento. [6]

Por el momento, los únicos consumidores que pueden hacer uso de la flexibilidad de la demanda son los consumidores industriales de gran consumo. Estos consumidores ofrecen a la red la posibilidad de gestionar una parte de la demanda, previamente acordada, durante un tiempo determinado. A cambio de esto, se les recompensa económicamente tanto por la

cantidad de potencia y energía a gestionar ofertada, como por la cantidad de energía que finalmente se interrumpe.

Por ejemplo, una fábrica puede ofrecer la opción de apagar los sistemas de ventilación, parte de la iluminación, o ciertos procesos de fabricación, los cuales no suponen un gran obstáculo a su correcto funcionamiento, ya que de activarse en otro intervalo de tiempo cumplirían el mismo propósito.

Aún con todo esto, son pocas las empresas que deciden participar en el mercado eléctrico usando la flexibilidad de demanda. Se estima que en la actualidad solo se utiliza en la Unión Europea un 10% de la posibilidad de demanda gestionable existente. Esto es entre otras cosas porque los consumos en viviendas presentan mayor dificultad para introducirse en el mercado. Para solucionar esto, se ha creado la figura del agregador, un nuevo agente del sistema eléctrico que servirá de intermediario entre grupos de pequeños consumidores que ofrecen flexibilidad de demanda y el mercado eléctrico, ofreciendo así una mayor energía a gestionar. [16].

Este tipo de gestión se planea aplicar también a los pequeños consumidores, aunque para su correcto funcionamiento aún se necesitan algunos avances. La gestión de la demanda por parte de todos los consumidores es uno de los principales objetos de investigación de la Unión Europea.

Para poder optar a una gestión de la demanda de las viviendas y pequeños consumidores hay varios cambios necesarios en la red que permitan aumentar la información y comunicación de cada punto del sistema eléctrico con los centros de control, que permitan hacer uso de una gestión más rápida y automatizada de los recursos y consumos del sistema eléctrico. A las redes con este tipo de gestión se las conoce como redes eléctricas inteligentes, o Smartgrid.

6. EL NUEVO SISTEMA ELÉCTRICO: REDES INTELIGENTES Y AGREGADORES

El panorama de la gestión de la energía eléctrica se ve afectado en los últimos años por importantes cambios que causan una mayor complejidad en la gestión del sistema:

1. El crecimiento del número y las prestaciones de los generadores de energía renovable distribuidos, los cuales producen energía de manera variable según las condiciones. [14]

Estos generadores se encuentran dispersos e intercalados en núcleos urbanos, y la energía que generan cubre en la actualidad una gran parte de la demanda de los países europeos. El principal problema de este tipo de generación es que la potencia generada es variable según las condiciones. Esto implica que el sistema eléctrico, que tiene que satisfacer una demanda variable, debe hacerlo utilizando cada vez más fuentes de potencia variable, lo que provoca que haya un mal aprovechamiento energético. [14]

El desarrollo de este tipo de generadores viene propiciado por los problemas medioambientales causados por la producción de energía por combustión y por la dependencia de unos recursos energéticos, como el carbón y el petróleo, que se prevén agotables.

2. El desarrollo de los coches eléctricos hace esperar un aumento en la demanda y la aleatoriedad de su reparto. Por ahora, el desarrollo de los vehículos eléctricos requiere de los avances en las tecnologías de almacenamiento de energía, que les proporcionen mayor autonomía, y de la construcción de las infraestructuras que permitan el cargado rápido de las baterías, pero se prevé que dentro de poco representen un porcentaje importante de la demanda eléctrica en Europa.
3. En la Unión Europea se está apostando por programas con nuevas legislaciones que ofrezcan a los consumidores una mayor libertad a la hora de gestionar la demanda. Para la puesta en marcha de estos planes primero deben instalarse los nuevos sistemas de medición inteligentes (o contadores inteligentes) que permitan una lectura del consumo en tiempo real y a través de una red de información.

Debido a estos motivos se hace necesario un cambio en la gestión del sistema eléctrico, que permita una mayor flexibilidad y garantice la calidad suministro a menor coste posible. Para esto se pretende crear las llamadas redes inteligente (en inglés smartgrids) que permitan

mayor conocimiento y control de la demanda y la generación de energía en cada instante de tiempo, y con ello mayor velocidad de actuación por parte de los gestores de la red.

6.1. *Redes inteligentes*

Las redes eléctricas inteligentes son un proyecto de futuro que pretende sustituir a las redes convencionales. Esta red integra a todos los usuarios conectados a ella, ya sean generadores, consumidores o una mezcla de ellos, y los conecta de forma inteligente, de manera que se conozca en todo momento el estado de la red y sus distintos elementos, aumentando el volumen de datos con el que se trabaja y su automatización, garantizando así un suministro de mayor fiabilidad, calidad y menor coste, utilizando los recursos de una manera inteligente y sostenible. [14]

Tras varios estudios realizados, se estima una reducción de costes en la facturación de aproximadamente el 7% por año al usar las redes inteligentes, según Mott MacDonald (2007). [14]

Para poner en funcionamiento las redes inteligentes, son necesarios ciertos avances tecnológicos que permitan un mayor control de la generación y la demanda. Se requiere por lo tanto de una red que conecte a los centros de control con los consumidores y los actuadores de la red que permitan tener información detallada en tiempo real de lo que ocurre en los distintos puntos de la red.

6.1.1 *Diferencias con las redes tradicionales*

Las diferencias que podemos encontrar por lo tanto entre una red inteligente y una red eléctrica tradicional son:

1. **Telegestión:** Permite la gestión y medición de los consumos a distancia en tiempo real. Esto permite crear un rango mayor de ofertas, ya que permite la discriminación horaria de la demanda, y por lo tanto de precios.
2. **Sistemas de medición inteligentes (o contadores inteligentes):** Se instalan en los puntos de consumo y se conectan directamente con la distribuidora. Permiten la medición remota y registra los hábitos de uso de cada usuario, y permite a la distribuidora la lectura de consumos y la actuación directa sobre el consumo en tiempo real.

En España la instalación de los sistemas de medición inteligente comenzó en el año 2010. En España son las empresas distribuidoras las encargadas de su instalación. Está previsto que todos los hogares cuenten con uno antes de 2019. En total deben instalarse unos 27 millones de contadores inteligentes. [17]

3. **TIC (Tecnologías de la Información y la Comunicación)**: Son una de las claves de las redes inteligentes, ya que se necesita poder enviar y recibir información para poder realizar este tipo de gestión en la red.
4. **Nuevos dispositivos**: Como los generadores y almacenadores distribuidos, además de los dispositivos de medición y control.
5. **Gestión automatizada de la red**: Una red eléctrica inteligente actúa de forma automática frente a incidencias o mal funcionamiento de la red, reconfigurándose de manera automática para seguir operando de forma optima. Es capaz de restablecer el servicio y llevar a cabo mantenimiento predictivo también de forma automática.
6. **Generación distribuida**: Integra pequeños generadores (de energías renovables y no renovables) distribuidos en los núcleos de consumo, los cuales gestiona optimizando su aprovechamiento. Esto es de gran importancia debido al aumento del número de generadores fotovoltaico y eólicos colocados en viviendas. La generación distribuida tiene la ventaja además de corregir las pérdidas causadas por el transporte de energía.
7. **Almacenamiento distribuido**: Se trata de dispositivos de almacenamiento de energía distribuidos por los núcleos de consumo que permitan dar flexibilidad a la gestión de la demanda. Esto supone una rebaja de la energía, ya que suaviza la curva de demanda, moviendo parte del consumo a horarios de menor precio. Se prevé un importante avance de los almacenadores de energía, que aumente la rentabilidad de esta práctica.

Con la introducción de los vehículos eléctricos, se podría utilizar la batería del propio coche para hacer esta función, ya que si un coche no requiere una carga inmediata ofrece la oportunidad de gestionar esta energía, cargando en horas valle y enviando energía a la red en horas pico, con lo que se conseguiría un beneficio económico importante. [14]

8. **Gestión activa de la demanda**: La distribuidora puede gestionar una parte de la demanda previamente acordada por ella y el cliente. Esto permite optimizar el consumo de forma que se realice de la forma más económica posible, al hacerse el consumo en las horas de menor precio de la energía.
9. **Aparición de nuevos actuadores en la red**: Aparición de nuevos servicios como son los agregadores, que gestionan el consumo de varios usuarios, o la posibilidad de que un mismo usuario participe en la generación y el consumo.

6.1.2 Ventajas

Las redes inteligentes supondrían gran cantidad de ventajas. A continuación se explican algunas de las más importantes:

- Permitirán la facturación de la energía eléctrica con discriminación horaria, es decir, el precio de la energía cambiaría según el balance de energía generada y energía consumida que existiese en ese momento. Esto podría traducirse en ahorro en la factura de electricidad para los consumidores si estos sincronizan parte de su consumo con los horarios de menor coste.
- Reduce el uso de las centrales más caras y contaminantes, como son las centrales de carbón y fuel, al suavizarse los picos de la curva de demanda (debido a los beneficios económicos de consumir en las horas valle), por lo que sería posible generar la potencia demandada utilizando energías de base, como son las energías renovables y la energía nuclear, de mucho menor coste de producción y, en principio, de menor impacto ambiental.
- Reducir los puntos de consumo permitiría aprovechar mejor las redes de distribución, que se acostumbra a sobredimensionar para poder hacer frente a los picos de demanda, haciendo que la mayor parte del tiempo la potencia que transporten sea muy inferior a la nominal. De reducirse los picos de potencia estas líneas podrían diseñarse más cercanas a su valor de explotación normal.
- El usuario final recibe un servicio de mayor calidad y fiabilidad a un precio más bajo, además de tener opción a tarifas personalizadas y a participar en el sistema eléctrico.

6.2. Responsabilidad de la flexibilidad

Todos los que estén conectados a la red son responsables del balance de energía, cada uno es responsable de su consumo individual. Los pequeños consumidores y las empresas de pequeño tamaño externalizan esta responsabilidad a un minorista, que puede quedárselo el mismo o formar una unión de responsabilidades de equilibrado a través de un agente de mercado, es decir, se le entrega la responsabilidad de equilibrado de varios consumidores de un determinado punto de medición del que se encarga de controlar la demanda y la oferta. [16]

Para asegurar el cumplimiento existe un proceso de solución de desequilibrio que recompensa o sanciona en tiempo real a los responsables del equilibrio según se desvíen en corto (una escasez de suministro) o en largo (exceso de suministro). Estos cargos o pagos también dependen de la situación de déficit o exceso en la que se encuentre el sistema, beneficiando a quien se desvíe en dirección contraria al sistema, es decir, si el sistema se encuentra en déficit, desviarse con un exceso de suministro tiene una recompensa económica. [16]

Con este sistema se incentiva mantener la demanda y la oferta de energía equilibrada, ya que se obtiene una compensación por mantener el equilibrio del sistema. Con esta forma

de gestión el operador del sistema no obtiene ningún beneficio económico, y por lo tanto no le ofrece interés financiero alguno.

Otra posibilidad, es que además de dar esta flexibilidad al minorista, también puede tener contrato con un agregador. Para que esto sea así todos los proveedores de servicios deben estar suscritos mediante un contrato individual con el cliente en el que se fije la parte de la que se responsabiliza de esta flexibilidad de demanda, midiéndose por separado cada parte, permitiendo así una correcta asignación de los desequilibrios. [16]

6.3. Agregador

Un agregador es una plataforma que ofrece a los pequeños consumidores la posibilidad de participar en el mercado de energía utilizando los beneficios de la red inteligente. Un agregador agrupa cierto número de consumidores que dispongan de demanda gestionable, generación o almacenamiento, creando así una potencia común que ofrecen como demanda flexible. El agregador se encarga de la gestión de esta demanda para conseguir sacar el máximo provecho económico a la vez que garantiza que se satisfacen las demandas de sus clientes.

Los agregadores ofrecen la posibilidad a los clientes más pequeños de controlar su demanda de una forma flexible. Esto permite un ahorro importante al concentrar el consumo de energía eléctrica en las horas valle (horas de menor coste de energía).

Por lo tanto, un agregador trabaja como intermediario entre sus clientes (aquellos que le proporcionan la flexibilidad de demanda) y las distribuidoras (que son las que compran esta flexibilidad de demanda) a cambio de conseguir una parte de la ganancia generada que se acordará según contrato con los clientes.

El agregador debe tener una correcta información sobre el precio del mercado y los valores potencia y energía que se generan, demandan o almacenan.

Otro hecho importante es que suponen un descenso de la energía demandada durante las horas pico. Esto supondría a la vez un descenso en la necesidad de generación, lo que permitiría hacer frente a la demanda mientras se reduce el uso de centrales de punta, de mucho mayor coste de generación y con mayor impacto medioambiental.

De hecho, se estima que los beneficios económicos que se podrían conseguir con el control de la demanda podrían llegar a un 10% de lo facturado en las viviendas. Este valor podría ser mucho mayor para consumidores industriales, ya que estos tienen mayor facilidad para ceder partes de su consumo. [16]

Para hacerse una idea de la importancia de esta gestión de la demanda, el proyecto SMART-A en 2013 estima que en la Unión Europea el volumen total de cargas controlables asciende a más de 60GW, y que haciendo una correcta distribución de estas demandas en las horas de menor coste, se conseguiría bajar la necesidad de generación en el territorio europeo en hasta un 10%. [16]

REQUISITOS:

Para la introducción de las demandas flexibles en la red, se deben primero cumplir ciertos requisitos que permitan su gestión:

1. Adecuación de las reglas del mercado, que garantice la participación de todos los proveedores de flexibilidad (de generación o de demanda) en igualdad de condiciones.
2. Debe definirse claramente a quien corresponde la responsabilidad de equilibrar a los distintos actores que trabajen en una conexión.
3. Para poder adecuar el consumo a las horas de menor coste deben estar conectados mediante contadores inteligentes, los cuales estarán conectados en todas las viviendas de España para el año 2019.
4. Debe estudiarse un plan de integración y puesta en funcionamiento e instalarse las infraestructuras necesarias para llevar a cabo la gestión de la flexibilidad.

6.3.1 Medición de los servicios de flexibilidad

La medición de la energía intercambiada con la red es muy importante, ya que el responsable del equilibrio debe conocerse la cantidad y las condiciones de desequilibrio del mercado en tiempo real para conocer así los posibles beneficios. Esta asignación y medición de la producción y el consumo deben ser gestionadas por una parte independiente.

Los requisitos de medición y verificación de los servicios de flexibilidad deben ser capaces de cumplir los requisitos de servicio necesarios para todas las partes (clientes, operadores del sistema, responsables del balance, etc.).

De hecho cualquier reducción de la demanda o aumento de la producción dada por un cliente a través de un agregador (ya sea por petición de los operadores del sistema o para un intercambio de un mercado diario) da como resultado una situación en la que este responsable del equilibrado está produciendo energía, aunque esta no pasa por los medidores de los clientes, debido a que realmente esta potencia ya estaba anteriormente en el mercado, simplemente se dejó sin consumir. Esta energía tiene que ser medida y pagada por el agregador a los minoristas. De no ser así, el agregador podría beneficiarse ya

que los costes los pagaría otro, creándose así una situación de parasitismo. Los minoristas y responsables del equilibrado podrían ser sancionados por su larga posición en desequilibrio, que puede estar causada por parte de algún agregador. [16]

Los intervalos de medición se utilizan como el periodo de tiempo de liquidación, con intervalos de 15,30 o 60 minutos. Son uno de los requisitos para la gestión de la demanda o generación de los clientes por parte de un agregador. Estas mediciones se usan para tener un valor correcto de las capacidades reales que se pueden considerar en el proceso de asignación. [16]

La frecuencia del proceso de solución marca el intervalo del tiempo para el cual los valores de medición deben estar recogidos. Así, si la frecuencia del proceso es diaria, Se deben recoger los valores de medición una vez cada día, y de ser mensual se haría una vez al día.

Aún con la medición inteligente, que permite una lectura a distancia en cortos periodos de tiempo, los periodos tiempo en que estas medidas se comunican están lejos de ser instantáneos (sobre todo en los consumos de baja tensión), y se prevé difícil y costoso el conseguir que lo fueran. Así que aunque las plataformas gestión del balance no puedan conseguir una información en tiempo real, deben actuar de manera eficiente haciendo previsiones conociendo la evolución en periodos anteriores, de forma que deben conseguir un equilibrio óptimo entre la necesidad de precisión y la velocidad de información y los costes que estas medidas conllevan.

Otro principio importante sería la necesidad de separar la liquidación por la gestión de las limitaciones y de ponderación.

- **Liquidación por la gestión de las limitaciones** viene estipulada en la tarifa en proporción a la cantidad de energía de la que se conceden derechos de gestión. [16]
- El **pago por equilibrio** es pagado por los que se salen del equilibrio según el desvío de potencia respecto a la potencia de equilibrio, y en función de la duración de este desequilibrio y el estado de desequilibrio en el que se encuentre el sistema. [16]

6.4. Unión europea: objetivos

La directiva sobre eficiencia energética (2012/27/UE) expone la necesidad de la creación de unos mercados de demanda que participen en el mercado de demanda y complemente a la oferta de generación, tanto en el mercado al por mayor como al por menor. Para que esta entrada en el mercado de la flexibilidad de demanda sea posible es obligatoria la participación de la agregación. [16]

Aunque es difícil prever la importancia de esta nueva forma de gestión, debe crearse una legislación que adecúe la actuación de los agregadores, de forma que garanticen que se proporciona el servicio a los clientes para que estos puedan gestionar y ajustar su consumo y con ello reducir la facturación.

Debe facilitarse mediante la legislación la igualdad de condiciones para todos los participantes en el mercado y favorecer la entrada en el mercado de los agregadores y los consumidores.

Para facilitar la igualdad de condiciones para los agregadores y consumidores pequeños, deben modificarse las normas de mercado que favorecen a las plataformas que ofrecen una flexibilidad de demanda a mayor escala. De hecho en muchos mercados, no es posible la entrada al mercado de pequeñas demandas flexibles, ya que en algunos casos no se contempla la posibilidad de unir consumo y generación, o no se pueden unir los pequeños consumidores porque la lectura del consumo se basa en una carga estadística. [16]

Además de esto, aun no se han instalado las infraestructuras de medición necesarias para permitir la puesta en común de demanda flexible entre una combinación de pequeños clientes.

Otra cuestión que debe abordarse es cómo habilitar a los agregadores para acceder a los mercados de balance, así como a la gestión de restricciones. A continuación se señalan los principales aspectos a tratar y los principales problemas a los que buscarles una solución. [16]

6.4.1 Gestión de restricciones en las redes

El uso de la flexibilidad de demanda permitirá, además de la optimización de la cartera y el equilibrio, ayudar a aliviar las restricciones en las redes de transmisión y distribución.

El flujo de energía entre las diversas zonas y nodos del sistema eléctrico debe ser mantenido dentro de los estándares de seguridad del sistema. En caso de incumplirse podrían provocarse perder la energización de alguna línea, deterioros en los aparatos o líneas, o, en el peor de los casos, cierre en cascada del sistema de energía debido a una sobrecarga del circuito o por medio de sobretensión o inestabilidades de ángulo de fase que hiciesen disparar a las protecciones de la red. [16]

Una red de alimentación está limitada cuando no es posible la transferencia de energía, ya sea entrante o saliente, con un grupo de activos eléctricos sin causar daño o la inestabilidad del sistema eléctrico. Normalmente estas restricciones vienen marcadas por la temperatura, niveles de tensión, los niveles de fallas y problemas de estabilidad transitoria.

Un operador del sistema puede tomar la opción de utilizar la flexibilidad de la que se dispone, ya sea directamente de un generador, agente de mercado o agregador. Tanto el operador del sistema como agente del mercado son responsables de la acción correctiva en su propia red. Hoy en día, la flexibilidad se oferta en forma de servicios auxiliares proveniente principalmente de los grandes productores de energía.

En el futuro los operadores del sistema podrán contratar servicios auxiliares de pequeños generadores distribuidos, así como otros recursos distribuidos como son la respuesta de la demanda y el almacenamiento, convirtiéndose así en nuevas herramientas para el mantenimiento de la calidad y seguridad del suministro en sus redes. Estos nuevos servicios podrían ser en ciertas ocasiones más eficientes, económicamente hablando, para la ampliación de red, o podrían ser utilizados como una solución temporal para el crecimiento de red o para solucionar problemas de generación. La contratación de estos servicios podría hacerse para distintos periodos de tiempo.

Los servicios de flexibilidad de demanda podrían ser utilizado para resolver de forma proactiva las congestiones cuando el tiempo de antelación es suficiente (la velocidad de gestión sigue sin ser exactamente el tiempo real). Se podría solucionar así las contingencias sin necesidad de conectar centrales o sin necesidad de desconectar consumos. Su uso para resolver contingencias a largo plazo (como pueden ser limitaciones duraderas causadas por un aumento de las necesidades de suministro por encima de la capacidad de las líneas o estaciones) no queda completamente garantizado, aunque con avances técnicos se prevé que se podría conseguir suficiente exactitud en su gestión. [16]

6.4.2 Creación de un mercado común para flexibilidad

Para la creación de un mercado común de flexibilidad las partes interesadas deben de seguir investigando sobre varios aspectos relacionados con la flexibilidad y su gestión. Los agentes interesados serán los operadores del sistema, los reguladores y los participantes en el mercado. Los requisitos para la implementación de este mercado son: [16]

- Flujo de información entre los agentes del mercado y los gestores de redes, para facilitar el cumplimiento de sus funciones.
- Puesta en marcha del modelo de información de mercado para la plataforma de flexibilidad y del sistema de información requerida por los agentes del mercado para adquirir los servicios del sistema.
- Requisitos necesarios para que se pueda utilizar la flexibilidad de demanda para congestiones a largo plazo (requisitos ya explicados).
- Interacción con la OCM europea, encargada de asegurar el equilibrio.
- Los tipos de productos que pueden ser compartidos tanto para la gestión de limitaciones como para el equilibrio. Estos productos serán negociados en la plataforma de flexibilidad.

- Acceso a la plataforma de flexibilidad, por parte de los compradores y los vendedores.

7. SIMULACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE UN AGREGADOR

7.1. *Objeto de estudio*

El objetivo principal del estudio es obtener, mediante un programa informático de cálculo y optimización, los datos que nos permitan conocer la viabilidad económica que tendría la creación o contratación de un agregador en el sistema eléctrico.

Se tendrá en cuenta únicamente el mercado diario de energía, por lo que se simplificará el problema al hacer solo una casación y no requerir tantos datos de precios y mediciones de energía. Es importante remarcar que en un caso real los agregadores participarían también en mercados intradiarios y de desvíos.

Estos cálculos nos darán datos sobre la variación de potencia consumida y los beneficios obtenidos al hacer uso de la gestión de recursos por parte del agregador para los distintos casos que se plantearán, intentando así conocer las oportunidades de los agregadores de competir en el mercado y los beneficios que esta gestión ofrece al sistema, al gestor de la agregación y a los consumidores que contraten sus servicios.

El objetivo principal de la gestión será, como en cualquier sistema eléctrico, cumplir los requisitos de demanda de los consumidores con el menor coste económico posible. Para esto, el agregador hará gestión de la demanda flexible que estos consumidores le proporcionan y de los recursos de generación o almacenamiento que pueda tener, para así conseguir el mayor beneficio posible en el mercado eléctrico.

Para llevar a cabo esta función, se conocerá en todo momento el estado de la red y los precios resultantes de esta situación en el precio de compra o venta de energía. Se distribuirá la inyección y el consumo de energía en las horas en las que el precio de energía provoque un mayor beneficio económico. De esta forma, se inyectará energía a la red cuando el precio de compra de energía sea más alto, es decir, en las horas punta, y se consumirá la energía flexible en las horas de menor coste de compra, es decir, en las horas valle.

Se evaluarán y comentarán las variaciones producidas a lo largo de un año en la distribución de las potencias consumidas y la variación que provocan las distintas distribuciones según los precios horarios en la facturación de energía para cada uno de los casos estudiados.

7.2. *Explicación del caso a estudiar*

El caso a tratar en este estudio es el de un agregador que gestiona los recursos energéticos de un grupo de viviendas y pequeños consumidores. El caso se sitúa en un escenario de red inteligente del año 2020, año en el que se pretende poner en práctica este tipo de redes y para el que se tienen las estimaciones de vehículos eléctricos. A continuación se enumeran los recursos que tiene a su disposición este agregador:

- Flexibilidad de demanda: el agregador y sus clientes fijan según contrato una cantidad de la potencia demandada por el consumidor, sobre la cual el agregador tiene derechos de gestión. Esta demanda proviene de los electrodomésticos cuyo uso permite retrasarse unas horas o incluso días. Para la simulación del caso se darán unos valores máximos de energía gestionable para cada día del año que no podrán superarse.
- Baterías de almacenamiento: estas baterías se cargan y descargan gestionadas por un agregador, consiguiendo así beneficio económico por las diferencias de precio que existen entre la inyección de energía a la red (a precio alto) y la carga de energía (a precio bajo). Estas baterías tienen una capacidad de energía limitada y una velocidad de carga y descarga limitada. La carga de las baterías no es un proceso ideal, es decir, tiene un rendimiento menor a 1, con lo que se producen pérdidas de energía al hacer entrar o salir energía de la batería.
- Generadores solares fotovoltaicos: el agregador gestiona la energía que estos generadores producen, pudiendo utilizarla para satisfacer el propio consumo, inyectarla directamente a la red o cargar las baterías.
- Generadores eólicos: se gestionan igual que los generadores solares fotovoltaicos.
- Vehículos eléctricos: estos vehículos serán tratados en su mayoría como demanda gestionable para el agregador, ya que se supone que su carga puede demorarse y será gestionada durante la noche. Se excluyen de esa afirmación los coches que lleguen durante el periodo de carga, los cuales se cargarán de forma automática a partir del momento de llegada. La velocidad de carga de los coches eléctrico está limitada por el valor de potencia de las tomas de cargado.

7.3. Planteamiento matemático del problema

El problema se resolverá como una optimización lineal, buscando minimizar el coste producido, gestionando las potencias consumidas y las inyectadas. Se llevará a cabo esta optimización mediante el programa informático Matlab, que nos permitirá hacerlo de forma rápida y segura con un tiempo de computación muy bajo.

7.3.1 Variables

f = función costes;

π_t = vector de costes (€/kW);

$P_{n,t}$ = Vector potencia neta consumida de la red (kW);

$P_{df,t}$ = Vector de potencia demandada fija (kW);

$P_{s,t}$ = Vector de potencia solar generada (kW);

$P_{w,t}$ = Vector de potencia eólica generada (kW);

$P_{dg,t}$ = Vector de potencia demandada gestionable (kW);

$P_{dgc,t}$ = Vector de potencia demandada por los coches gestionable (kW);

$P_{B,t}^-$ = Vector de potencia entrante a la batería (kW);

$P_{B,t}^+$ = Vector de potencia saliente de la batería (kW);

$E_{B,t}$ = Vector que marca la energía almacenada en la batería (kW/h);

η_B = Rendimiento de la batería;

ΔE = Pérdida de energía en la batería (kW/h);

P_{inst} = Este valor marca el máximo valor de potencia que se puede generar por los generadores eólicos y fotovoltaicos instalados (kW). Este valor no varía respecto al tiempo;

P_{cont} = Potencia contratada total (kW). Este valor no varía respecto al tiempo;

$E_{dg,t}$ = Energía máxima que se deja al agregador para su gestión (kW/h). Este valor varía cada día;

$E_{dgc,t}$ = Energía máxima proveniente de los vehículos eléctricos que se puede gestionar (kW/h). Este valor varía cada día;

P_{dg}^{max} = Potencia máxima proveniente de las viviendas que puede gestionarse en una hora (kW). Este valor no varía respecto al tiempo;

P_{dgc}^{max} = Potencia máxima proveniente de la carga de vehículos eléctricos que puede gestionarse en una hora (kW). Este valor no varía respecto al tiempo.

P_B^{-max} = Marca el máximo de potencia que puede entrar en la batería. Este valor no varía respecto al tiempo.

P_B^{+max} = Marca el máximo de potencia que puede salir de la batería. Este valor no varía respecto al tiempo.

NOTA: Las variables que llevan el subíndice \mathbf{t} , son vectores de dimensión igual al número de horas analizado, en este caso, se analizarán 364 días (así el año empieza y acaba en el mismo día de la semana), lo que da un total de 8736 horas, es decir, 8736 términos.

7.3.2 Ecuaciones

$$f = \pi_t * P_{n,t} \quad (1)$$

$$P_{n,t} = (P_{df,t} - P_{s,t} - P_{w,t}) + P_{dg,t} + P_{dgc,t} + P_{B,t}^- - P_{B,t}^+ \quad (2)$$

$$E_{B,t} = E_{B,t-1} - \frac{1}{\eta_B} P_{B,t}^+ + \eta_B P_{B,t}^- - \Delta E \quad (3)$$

$$\sum_{t=1}^{24} P_{dg,t} = E_{dg,t} \quad (4)$$

$$\sum_{t=1}^{24} P_{dgc,t} = E_{dgc,t} \quad (5)$$

$$-P_{inst} \leq P_{n,t} \leq P_{cont} \quad (6)$$

$$0 \leq P_{dg,t} \leq P_{dg,t}^{max} \quad (7)$$

$$0 \leq P_{dgc,t} \leq P_{dgc,t}^{max} \quad (8)$$

$$0 \leq P_{B,t}^- \leq P_{Bmax}^- \quad (9)$$

$$0 \leq P_{B,t}^+ \leq P_{Bmax}^+ \quad (10)$$

$$E_B^{min} \leq E_{B,t} \leq E_B^{max} \quad (11)$$

7.3.3 Explicación de las ecuaciones

La **ecuación 1** es la función de costes. Es la ecuación principal del problema, y será la ecuación a minimizar. Se calculará el coste para cada hora del año, esto se hará multiplicando la potencia neta por el precio de la energía en esa misma hora.

La **ecuación 2**. La potencia neta se define como la potencia resultante de hacer el balance entre potencias entrantes y salientes del sistema gestionado. Se considerará que la potencia que se consume de la red es de signo positivo, por lo tanto la que el sistema vende a la red será considerada negativa.

Como se ve en la ecuación anterior, la gestión del agregador incluirá la gestión de batería que almacenen energía, ya sea de la potencia generada dentro del sistema gestionado o tomada de la propia red, con el objetivo de venderla a la red cuando el precio de compra de energía nos aporte beneficio económico. Para poder gestionar bien las baterías se debe conocer en todo momento el estado de carga de estas. Por ello se usa la siguiente ecuación:

La **ecuación 3** permite conocer el estado de carga de la batería, el cual variará en función de la energía que entra y que sale de esta. Así la energía que entra en la batería ($P_{B,t}^-$) será considerada positiva para el balance de energía en la batería, y la energía que se inyecta ($P_{B,t}^+$) desde la batería hacia la red será considerada negativa.

Para un correcto funcionamiento, estas dos variables, potencia entrante y saliente, deben cumplir que el valor de una de ellas sea 0 cuando la otra es un valor positivo. Esto significa que la batería no podrá cargarse y descargarse en el mismo periodo de tiempo.

Faltan ahora por definir las limitaciones de igualdad a estas variables, las cuales aseguran que durante la optimización ningún parámetro sobrepasa los límites físicos existentes.

Ecuación 4: Esta ecuación marca una igualdad, que obliga a que la suma de potencias gestionadas a lo largo de un día sea en todos los casos igual al valor de energía a gestionar. Esto asegura que el agregador satisface las demandas gestionables día a día.

Ecuación 5: Esta ecuación marca una igualdad, que obliga a que la suma de potencias gestionadas provenientes de la carga de los vehículos eléctricos a lo largo de un día sea en todos los días igual al valor de energía a gestionar. Esto asegura que el agregador satisface las demandas gestionables día a día de carga de vehículos.

Ecuación 6: La potencia neta consumida debe ser en todo momento menor a la potencia contratada y mayor que el valor en negativo de la potencia instalada (potencia eólica y potencia solar). Se toma como valor positivo la potencia consumida.

Ecuación 7: La potencia que se puede gestionar debe ser en todo momento menor a un valor de potencia gestionable máxima, que viene fijado en el contrato entre el agregador y sus clientes.

Ecuación 8: La potencia de cargado de coches que se puede gestionar debe ser en todo momento menor a un valor de potencia gestionable máxima. Este valor varía en función de la hora, ya que depende del número de coches a cargar, que varía en función de la hora y el día.

Ecuación 9 y Ecuación 10: La batería está limitada a un valor máximo de potencia que puede extraerse de ella en cada momento y a otro valor máximo de potencia que puede introducirse para su carga. Para fijar estos valores se usan dos ecuaciones.

Ecuación 11: controla que el estado de carga de la batería no sobrepase unos valores máximos y mínimos. El valor máximo será la capacidad máxima de la batería, y el valor mínimo será un pequeño porcentaje de la carga nominal (por ejemplo un 10%), ya que las baterías sufren mayor desgaste al vaciarse completamente de energía.

Con esto el problema de optimización queda definido, ahora falta dar valores a las variables, para así poder resolver el problema de optimización.

7.4. Datos del problema

Como ya se dijo, el problema de optimización a resolver es la gestión de un agregador que gestiona los recursos de una agrupación de consumidores que ponen a su disposición demanda gestionable, baterías de almacenamiento y generadores eólicos y solares fotovoltaicos. En este apartado se darán los valores de cada una de las variables, utilizando en todo momento valores reales o aproximaciones cercanas a la realidad.

Esta gestión se hará para un año, que por comodidad se aproximará a 364 días, con el objetivo de que sean 52 semanas exactas y la semana empiece y termine con el mismo día de la semana. Esto quiere decir que habrá 8736 horas.

7.4.1 Datos generales y consumo

- La potencia fija ($P_{df,t}$), que no permite gestión, será una lista de datos de 8736 entregado por el tutor de este proyecto, y cuyos valores están entre los 2000 kW y los 13000 kW y se reparten como lo haría en el sistema eléctrico español.
- La energía a gestionar aportadas por las viviendas (E_{dgt}) será una lista de datos que fijará un máximo de energía a gestionar para cada día (no se incluyen los coches eléctricos en esta energía ya que el consumo de los coches eléctricos se distribuirá de forma distinta). Por lo tanto es un vector de 364 datos, que sumados suponen

aproximadamente un 12% de la demanda total. Esto es así porque este dato representa los consumos por parte de electrodomésticos cuyo uso puede ser retrasado (lavadoras, lavaplatos,...). El informe de 2013 del IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) marca que, de media, el porcentaje de energía consumido por este tipo de electrodomésticos es del 11,7% del consumo de la vivienda. [1]

- La potencia contratada (P_{cont}) será de 15000 kW. En ningún caso la potencia neta (el balance de potencias positivas y negativas) puede superar este valor.
- La potencia máxima a gestionar ($P_{\text{dg,t}}^{\text{max}}$) se limita a 6000kW. Esto es lo máximo que puede consumir de la potencia gestionable en cada hora, por lo tanto no se podrá consumir toda la energía a gestionar en la misma hora.
- La función de costes (π_t) serán los valores reales de cada hora del año 2015 para el sistema eléctrico español. Estos valores se sacan de la página web de Omie [18]

7.4.2 Datos de generación

- Generadores eólicos:
 - La potencia eólica máxima (P_w^{max}) es de 1500 kW.
 - La potencia eólica ($P_{w,t}$) está representada por un vector de datos de 8736 valores, uno para cada hora del año, hallados de un caso real y suministrados por el tutor. Sus valores están entre 0 y la potencia eólica máxima (P_w^{max}).
- Generadores solares fotovoltaicos:
 - La potencia solar máxima (P_s^{max}) a utilizar será de 1900kW.
 - La potencia solar ($P_{s,t}$) está representada por un vector de datos de 8736 valores, uno para cada hora del año, hallados de un caso real y suministrados por el tutor. Sus valores están entre 0 y la potencia solar máxima (P_s^{max}). Los valores serán 0 en las horas sin sol y tendrán sus valores máximos en las horas en las que el sol está más alto.

7.4.3 Datos baterías

- Para el estudio, se usarán dos baterías de energía de almacenamiento máxima de 500kWh cada una, lo que da una energía máxima de almacenamiento (E_B^{max}) de 1000kWh.

- Las baterías deben contar con una energía almacenada mínima, ya que al descargar completamente una batería se deteriora y puede disminuir su vida útil y capacidad. Por esto, se establece una energía almacenada mínima (E_b^{\min}) que será del 10% del valor máximo. Esto supone que la energía mínima será de 50kWh en cada batería, y de 100kWh si se cuentan ambas.
Por lo tanto el volumen de energía almacenada del que se puede hacer gestión es de 900 kW, resultado de restar a la potencia máxima la potencia mínima.
- Las potencias de entrada ($P_{B,t}^-$) y salida ($P_{B,t}^+$) de la batería se fijan en 100kW (50kW cada una), siendo imposible la carga y descarga de la batería simultáneamente en la misma hora.
- El rendimiento (η_B) es un valor que nos dice la energía que realmente entra a la batería o se inyecta desde esta hasta la red, en proporción de la energía consumida en este proceso. Se establecerá un mismo valor para la entrada y la salida de energía, este valor será 0,9 (rendimiento del 90%).
- El valor de variación de energía (ΔE) marca la pérdida de energía de la batería independientemente de su uso con el paso del tiempo. Se considera que este valor no es de gran importancia para este problema, debido a que se trataría de un valor pequeño que no afectaría a la optimización. Por lo tanto el valor que se le dará es de 0.

7.4.4 Datos vehículos eléctricos:

Para introducir los coches eléctricos en el problema de optimización se harán algunas suposiciones:

- Los coches eléctricos se cargarán durante la madrugada, entre las 00 y las 06 de la mañana. Esto implica que los coches se cargarán en la madrugada del día siguiente de su llegada, consiguiendo que el coche este cargado a las 7 de la mañana, hora que se ha puesto como hora de salida estándar. La excepción a esta afirmación son los coches que llegan en esas horas de madrugada, cuya carga empezará instantáneamente y se repartirá en las horas que sigan. En el caso base se harán los cálculos usando el último método para todos los vehículos.
- El consumo de la carga de estos coches se hará con valores medios, es decir, se calculará la carga gastada en un día según valores medios estadísticos, diferenciando entre día laboral y días de fin de semana.
- Los horarios de llegada se calculan basados en datos de los estudios de movilidad de Movilia de 2006. [19]

- Se considerará un único modelo de coche, con características medias. No se considerarán modelos híbridos, tan solo vehículos propulsados únicamente por la energía de sus baterías.
- Se supondrá que el tiempo de carga será de tres horas en los casos sin gestión, cargándose un 40% de la energía a cargar en cada una de las dos primeras horas y el 20% restante durante la hora siguiente. Esto será así para facilitar la resolución del problema, ya que las consecuencias no serán de gran importancia.

Los datos que se darán en este apartado son los siguientes:

- El número de coches será de 200. Se saca este valor conociendo el porcentaje de coches eléctricos en circulación estimados para 2020, que es de 0,9% de eléctricos puros y 1,2% de híbridos. Para simplificar, se supondrá que un 1% de los vehículos es eléctrico. Suponemos un vehículo por vivienda (el valor real es algo mayor), y sacamos el número de viviendas del total de energía consumida de la forma siguiente [20]:
 - Según los datos utilizados, la energía consumida total es de 63583 MWh.
 - La energía eléctrica media consumida por los hogares españoles es de 3487 KWh según datos del informe del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) de 2013. [1]
 - Al dividir la energía máxima entre la energía media consumida nos da el número de viviendas. En este caso unas 18000 viviendas.
 - Se multiplica el porcentaje de coches eléctricos por este valor, y obtengo 180 vehículos eléctricos. Para facilitar trabajar con los datos se redondeará a 200 vehículos eléctricos.
- A continuación se muestran los datos de hora de llegada de cada uno de los vehículos (todos los días se mueven todos los coches):

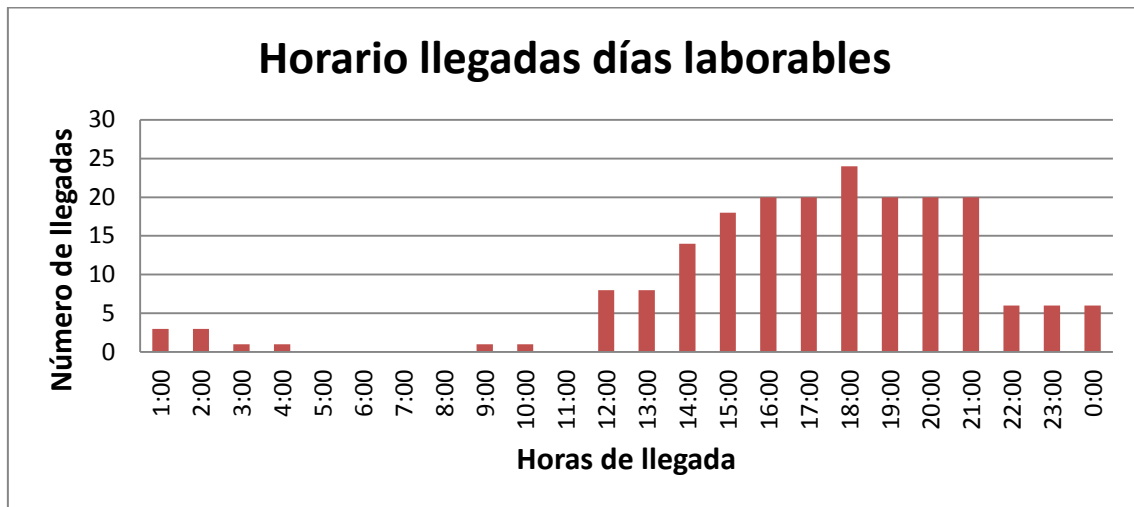


Ilustración 6: horario llegadas vehículos eléctricos (días laborables).

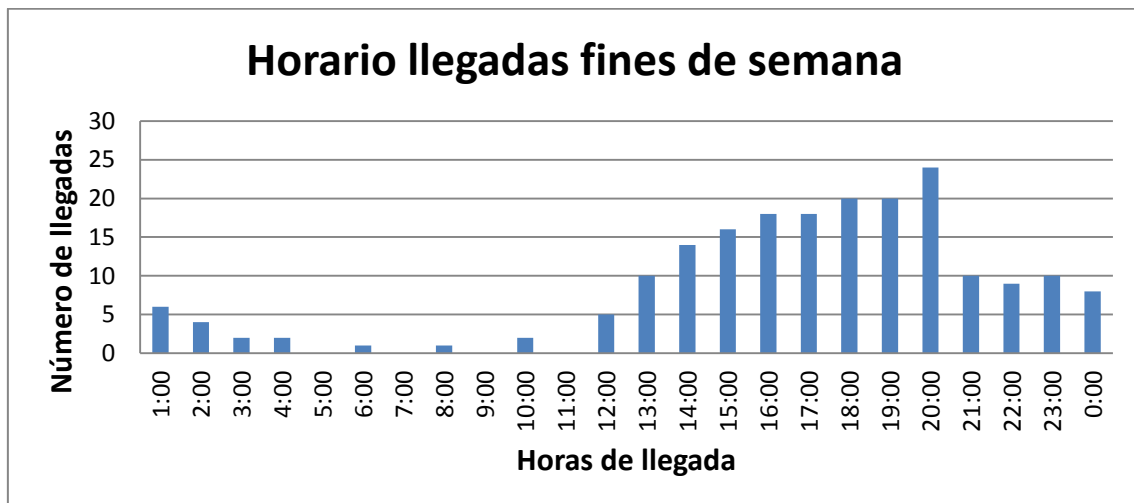


Ilustración 7: horario llegadas vehículos eléctricos (fines de semana).

- A continuación, se calcula la potencia que se debe cargar en cada uno de estos coches. Para ello se usarán datos estadísticos de los hábitos de movilidad y datos técnicos actuales de los coches eléctricos.
 - **Datos técnicos:**
 - Capacidad de las baterías=24kWh. Estos datos están sacados comparando coches familiares eléctricos. Se usarán los datos del Volkswagen e-Golf, un vehículo actual cuya batería es de 24 kW. [21]
 - Consumo=13KWh/100Km. Es el consumo medio de los vehículos eléctricos actuales. El Volkswagen e-Golf tiene un consumo medio de 12,7 kW/100km. [21]

○ **Datos movilidad:**

- Duración media en los desplazamientos en día laboral= 73 minutos. [19]
- Duración media en los desplazamientos en fin de semana= 57 minutos.
- Velocidad media de los desplazamientos= 47,8 km/h [22].

NOTA: Datos sacados del Estudio de Movilidad realizado en España en 2006 [19].

- Con estos datos sacaré el consumo de los coches eléctricos en un día, que será la cantidad de energía que se deberá cargar.

Se multiplica el consumo medio por la velocidad media y el tiempo medio de desplazamiento para conseguir la energía consumida:

$$CM * V * TD = E$$

Siendo:

CM=consumo medio (kW/100km).

V=velocidad media del desplazamiento (km/h)

TD=tiempo de desplazamiento (h)

E=energía consumida por un coche (kWh)

- Día laboral:

$$\frac{13 \text{ kWh}}{100 \text{ km}} * \frac{47.8 \text{ km}}{\text{h}} * 73 \text{ min} * \frac{1 \text{ h}}{60 \text{ min}} \approx 7.5 \text{ kWh}$$

Esto supone una energía total de 1500 kWh en días laborales.

- Fin de semana:

$$\frac{13 \text{ kWh}}{100 \text{ km}} * \frac{47.8 \text{ km}}{\text{h}} * 57 \text{ min} * \frac{1 \text{ h}}{60 \text{ min}} \approx 6 \text{ kWh}$$

Esto supone una energía total de 1200 kWh en los días del fin de semana.

A estos valores se les descontará la energía de los coches eléctricos que llegan por la madrugada, que se añadirán a potencia demandada, distribuidos en la hora de llegada y las dos horas siguientes.

- La velocidad y forma de carga se determinará a partir de la potencia de la toma de corriente. Se usará una toma casera, con datos apropiados para la conexión en viviendas. Esta toma tendrá una potencia de carga 3kW.

8. RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA: MATLAB

8.1. *Matlab*

Para la resolución del problema, se usará el programa Matlab. Matlab es un software creado por la compañía MathWorks y tiene la finalidad de realizar múltiples cálculos matemáticos de forma sencilla y rápida. Su principal ventaja es que permite trabajar con matrices, simplificando mucho el cálculo cuando se trata de un gran volumen de datos. Por ello, Matlab es una herramienta muy utilizada por ingenieros y científicos de todo el mundo.

“La plataforma de MATLAB está optimizada para resolver problemas de ingeniería y científicos. El lenguaje de MATLAB, basado en matrices, es la forma más natural del mundo para expresar las matemáticas computacionales. Los gráficos integrados facilitan la visualización de los datos y la obtención de información a partir de ellos. Una vasta librería de toolboxes preinstaladas le permiten empezar a trabajar inmediatamente con algoritmos esenciales para su dominio. El entorno de escritorio invita a experimentar, explorar y descubrir. Todas estas herramientas y prestaciones de MATLAB están probadas y diseñadas rigurosamente para trabajar juntas”. [23].

El programa de optimización será realizado desde cero con los datos anteriormente comentados y las distintas funciones de Matlab.

Para la resolución del problema, se usará una función de optimización lineal (en Matlab linprog) delimitada mediante una matriz de límites superiores y otra de límites inferiores sacadas de las ecuaciones de límites del problema. Se pasarán a forma de matriz las ecuaciones del problema y los datos obtenidos.

La optimización a realizar tiene por objetivo reducir el coste del consumo de energía. Para ello, las variables a gestionar por el programa serán las siguientes:

- Potencia neta ($P_{n,t}$).
- Potencia de salida de la batería ($P_{B,t}^+$).
- Potencia de entrada a la batería ($P_{B,t}^-$).
- Energía almacenada en la batería ($E_{B,t}$).
- Potencia gestionada ($P_{dg,t}$).

-Potencia gestionada de los coches ($P_{dgc,t}$)

La t del subíndice significa que este vector tendrá un valor para cada hora en la que se ha basado el estudio, es decir, un total de 8736 horas (recuerdo que el año se ha considerado de 364 días para facilitar el problema). Estos vectores se reorganizarán de forma que se forme una matriz de 24x364 datos, ordenando así los resultados por día y hora.

8.2. Comprobaciones de la optimización

En este apartado se proporcionarán evidencias que aseguren el buen funcionamiento del programa realizado, buscando que los valores estén dentro de los márgenes y no se producen sinsentidos en el resultado, como podría ser la carga y descarga simultáneas de las baterías, valores por encima de sus límites, o gestión no adecuada debido al precio del mercado en determinados momentos.

Para ello se sacarán datos de dos días al azar, por ejemplo los días jueves 5 y viernes 6 de Marzo de 2015 (días 64 y 65 del año), de forma que salen 48 horas seguidas.

NOTA: En los gráficos la escala de algunas variables ha sido variada para así poder mejorar la visibilidad.

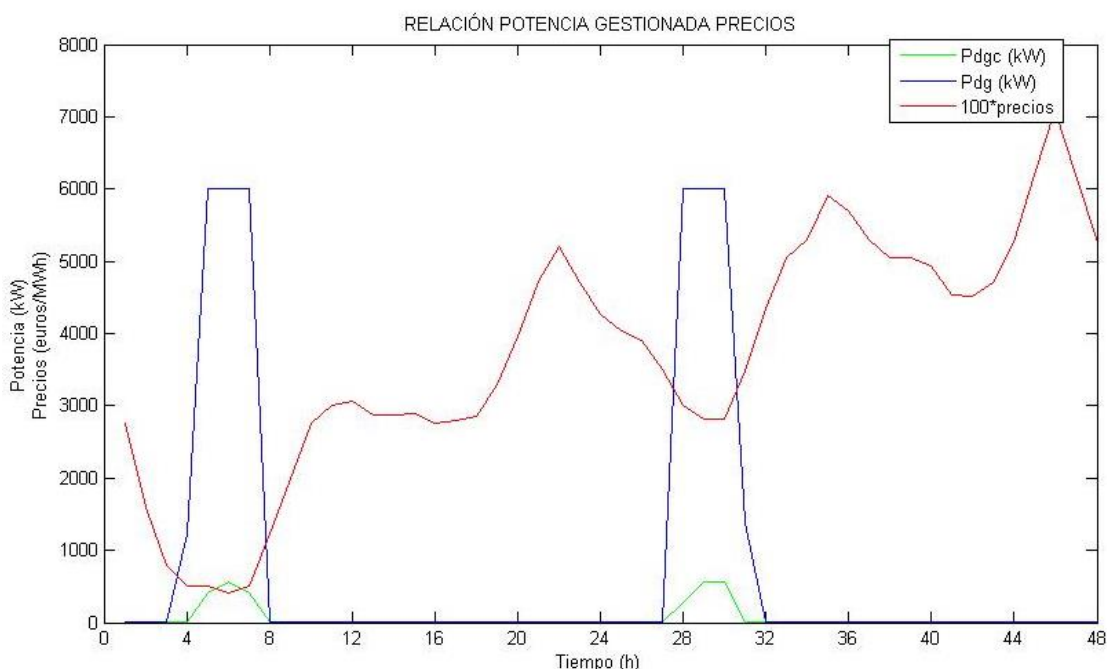


Ilustración 8: Gestión de potencia.

La primera comprobación a hacer es que la demanda gestionada se sitúa en las horas en las que el precio es más bajo. Como se puede ver en la imagen, tanto la demanda gestionable de las viviendas (**Pd_g** en azul) como la de los coches (**Pd_{gc}** en verde) se sitúan en los intervalos de

tiempo en los que el precio (en rojo) es más bajo. Como se puede ver también se cumple la restricción impuesta a los coches de cargarse en las horas de madrugada.

Se observa también que se respetan los límites superiores e inferiores, ya que tanto la demanda de las viviendas como la de los coches tienen unos máximos que claramente no se sobrepasan, además de no tomar en ningún momento valores negativos.

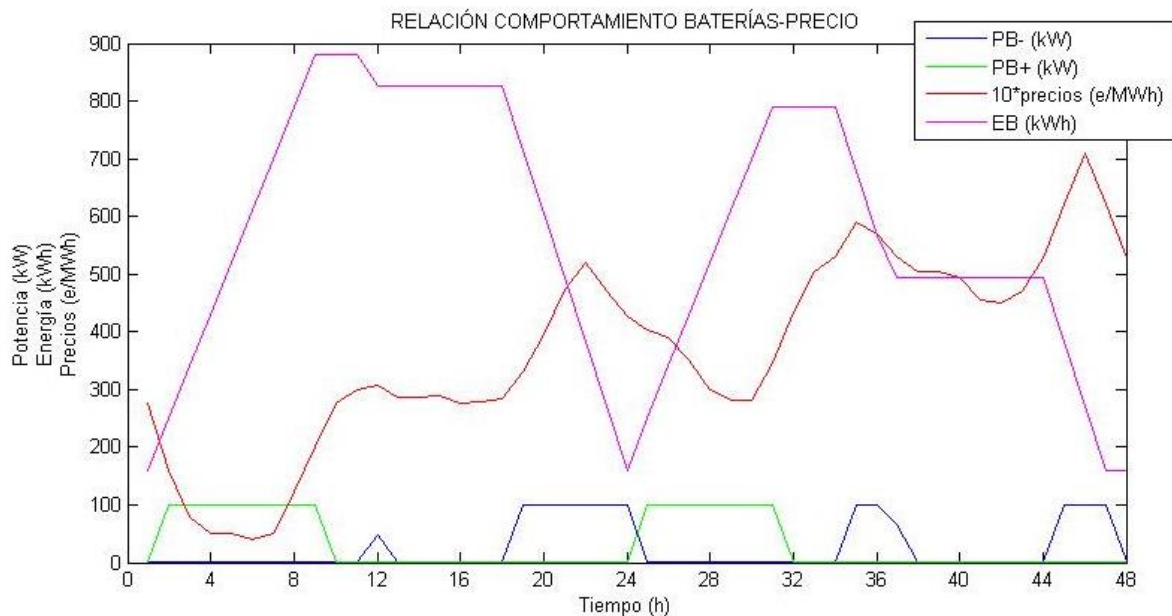


Ilustración 9: Cargado de baterías.

Otra comprobación importante es la del correcto funcionamiento de las baterías. Debe cumplirse que la inyección desde la batería a la red (P_B^- , en azul) se produzca en horas de máximo coste y la carga de la batería con energía de la red (P_B^+ , en verde) en horas de mínimo coste. Como se ve la carga y descarga de la batería se produce de la forma adecuada, sin coincidir carga y descarga en ningún momento, y realizándose al mínimo coste. También puede observarse el estado de carga de la batería (E_B , en magenta) que varía en función de la entrada o salida de energía de la batería.

Al igual que en el caso anterior, queda claramente visible que los límites de cada variable se respetan en todo momento.

Una vez se ha comprobado el correcto funcionamiento del programa de resolución, queda comentar los resultados obtenidos:

8.3. Resultados

En este apartado se comentarán los principales datos y resultados obtenidos de la resolución de este programa de optimización. Para la comparación de los resultados, también se resolverá un caso llamado **caso base**, que se diferenciará del caso de estudio en los siguientes parámetros:

- El caso base no cuenta con baterías para almacenar energía.
- El caso base no cuenta con demanda gestionable. Para igualar los valores de demanda con los valores totales del caso de estudio, se distribuirá esta energía siguiendo el patrón de la demanda fija, es decir, simplemente se multiplicará la demanda fija por el valor resultante de sumar la energía fija y la energía gestionable y dividirlo entre la demanda fija.

$$E_{cb} = E_{df} + E_{dg} = E_{df} * x;$$

$$x = \frac{E_{df} + E_{dg}}{E_{df}} = 1.1385;$$

$$P_{cb,t} = x * P_{df,t};$$

Siendo:

E_{cb} =Energía consumida por el caso base (kWh). $E_{cb} = x \sum_1^{24} P_{df}$.

$P_{cb,t}$ =Potencia consumida por el caso base (kW). Es un vector temporal con un valor para cada hora del año (8736 valores).

x = multiplicador que relaciona la energía caso base y la energía demandada fija.

Esta forma de repartir la demanda implica que los puntos máximos serán los que más aumenten su valor de potencia, sin embargo es una aproximación válida, ya que es así como se reparte la demanda en el caso de no haber gestión.

- La potencia demandada para la carga de coches eléctricos se repartirá entre la hora de llegada y las dos horas siguientes, cargando un 40% de la energía durante las dos primeras y un 20% de energía en la última hora. Así en los días laborales la carga será de 3 kW durante las dos primeras horas y de 1,5 kW en la tercera (haciendo un total de

7,5 kW). Sin embargo en los fines de semana durante las dos primeras horas de carga se cargarán a 2,4 kW y la tercera hora a 1,2 kW (haciendo en total 6 kW). La distribución quedará de la siguiente forma:

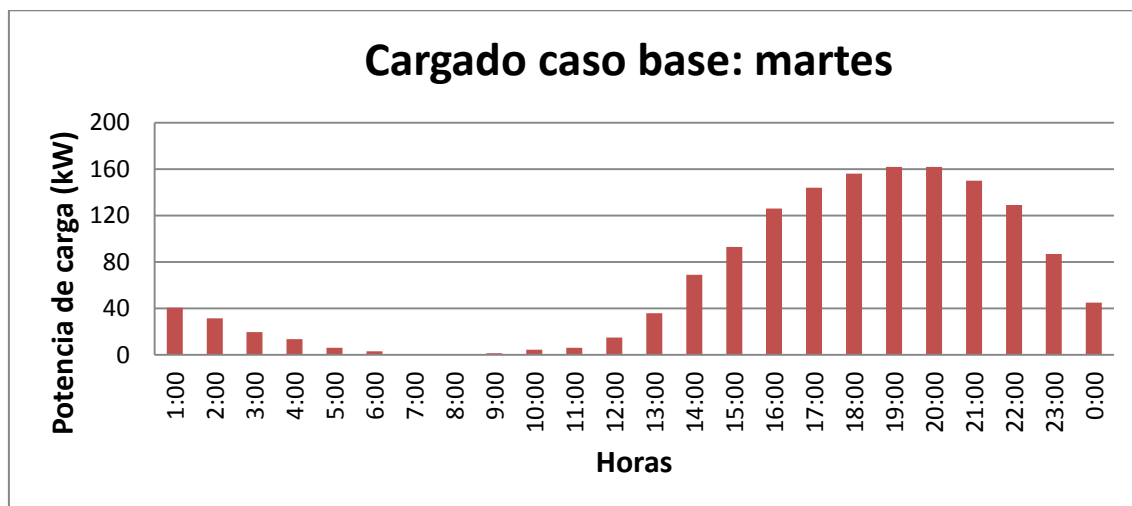


Ilustración 10: cargado vehículos eléctricos (días laborales).

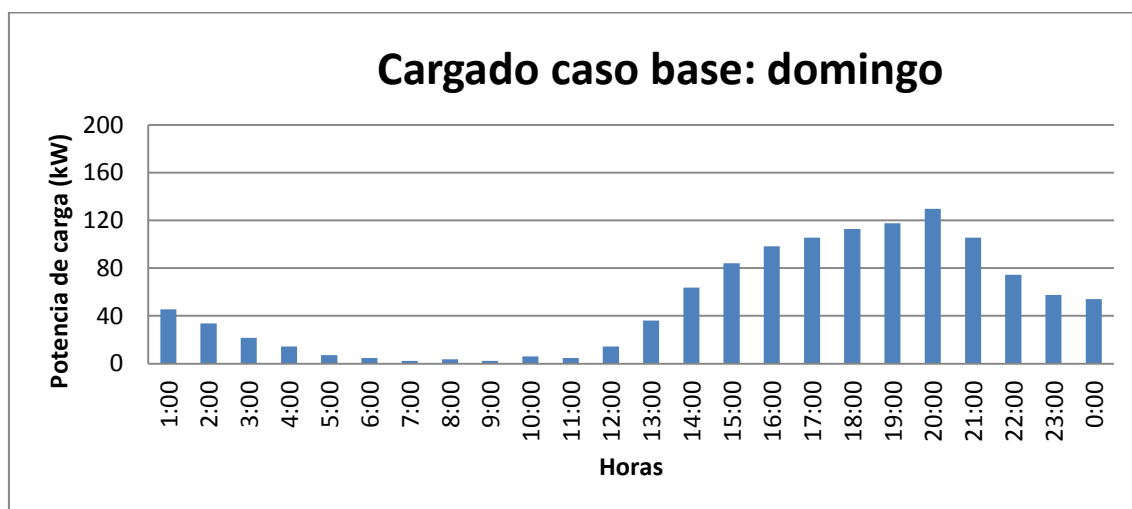


Ilustración 11: cargado vehículos eléctricos (fines de semana).

NOTA: la primera tabla muestra los datos para días laborales. La madrugada del lunes tendría alguna variación, ya que se cargarían coches del fin de semana. En la segunda tabla se ven los datos de potencia del fin de semana, aunque los datos de madrugada tendrían alguna variación.

- El resto de datos, como los valores de generación y los precios, serán exactamente los mismos.

Una vez conocidos los dos casos a estudiar, se pueden empezar a estudiar y comentar los distintos cambios obtenidos como resultado de la optimización:

8.3.1 Variación de la potencia neta

El principal objetivo del agregador es la distribución de la potencia gestionable con el objetivo de disminuir la potencia neta en los intervalos de tiempo en los que el precio de la energía es más alto, y colocar esos consumos de potencia en intervalos horarios con un precio de compra de energía mayor.

Esto se consigue colocando las potencias generadas gestionables (en este caso la energía almacenada en la batería) en las horas de mayor precio de venta de la energía, y los consumos gestionables (electrodomésticos y carga de baterías de coches eléctricos) en las horas de menor coste de compra de energía. Para el agregador a estudiar, el precio de compra y venta de energía es el mismo, pero podría variar según las situaciones de desequilibrio en la red.

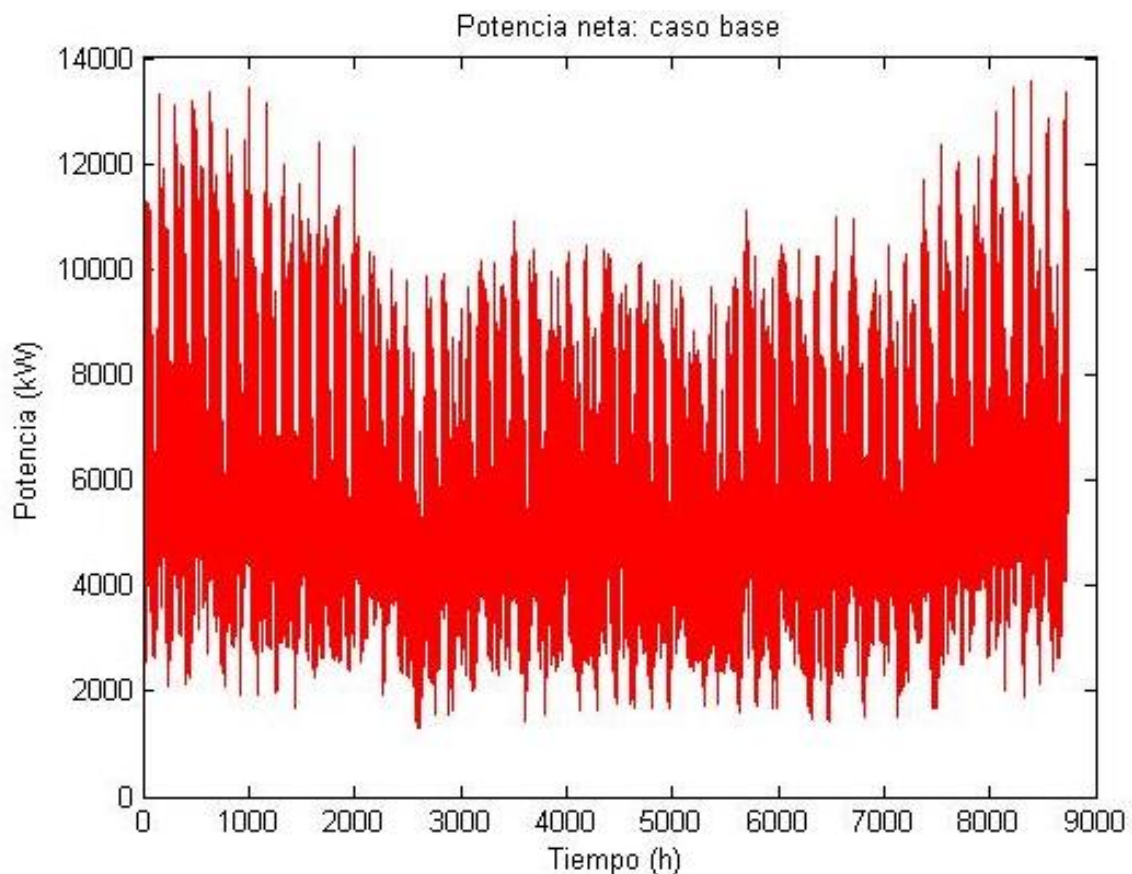


Ilustración 12: potencia neta sin gestión (año).

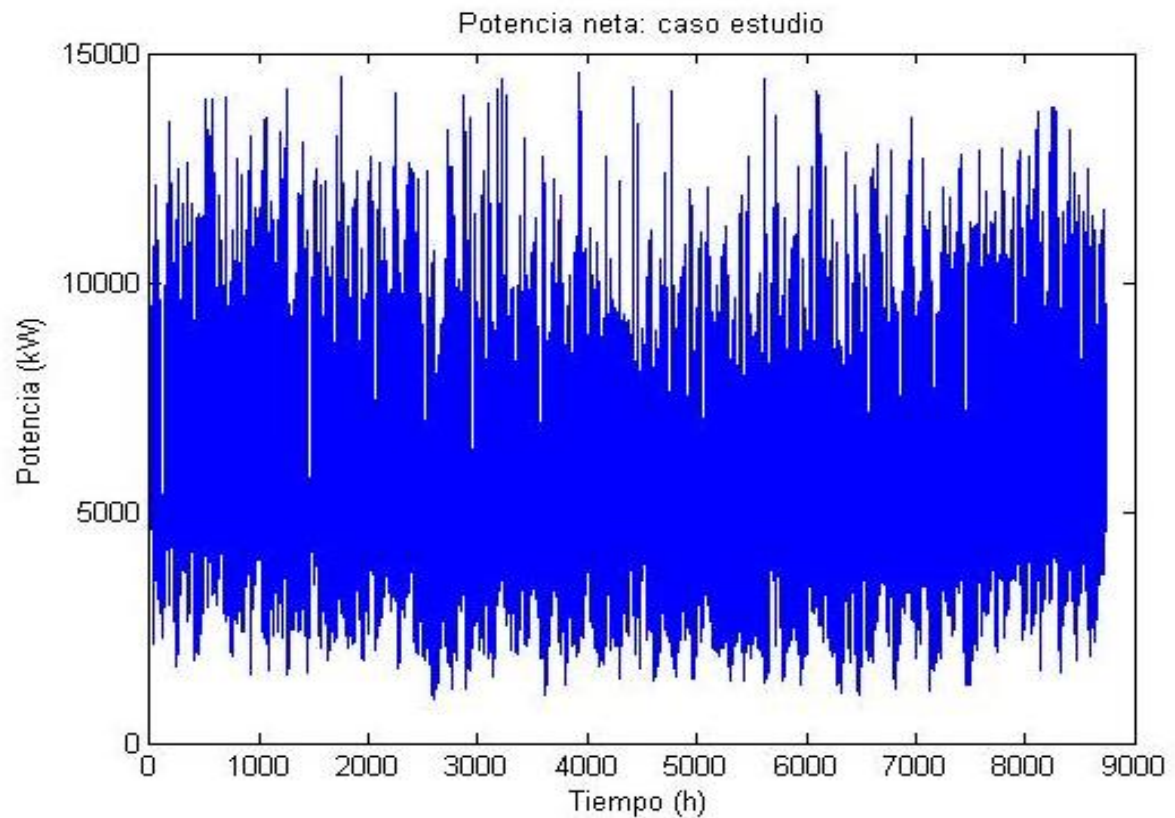


Ilustración 13: potencia neta con gestión (año).

En las gráficas anteriores se pueden ver los repartos de potencia consumida en el caso base y el caso de estudio a lo largo del año. Se pueden ver pequeños cambios en la distribución, aunque no es posible hacer un análisis muy exhaustivo debido al gran volumen de datos. Por ello, se recurrirá de nuevo a los días jueves 5 y viernes 6 de Marzo de 2015 (días 64 y 65 del año), de forma que salen 48 horas seguidas, que nos podrán sacar conclusiones de mayor importancia.

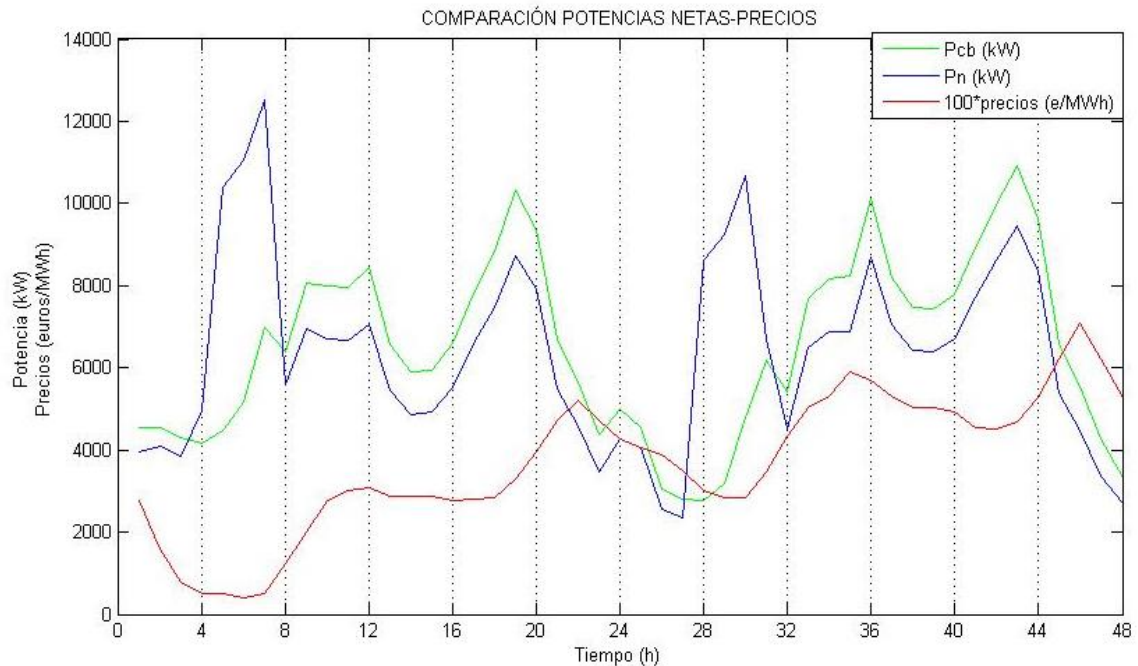


Ilustración 14: comparación de potencia neta con y sin gestión (5 y 6 de Marzo 2015)

De esta gráfica podemos sacar las siguientes conclusiones:

1. La demanda del caso base (Pcb, en verde), es decir, la demanda sin gestión, tiene la forma muy aproximada a la función de precios. Esto es entendible ya que el precio de la energía es mayor cuanto mayor sea la energía generada. Si se usasen los datos del total de España la forma sería exactamente igual. Esta relación entre ellas hace que el mayor consumo se dé en puntos de mayor precio de compra de energía, y por ello aumenta mucho el coste de energía.
2. La demanda gestionada (Pn, en azul) tiene los picos de máximo consumo en los horarios de menor precio de la energía, esto hace que los costes del consumo sean mucho más bajos que en el caso base. También se observa que se produce una reducción importante en la demanda en los horarios en los que el precio toma valores elevados.
3. Se puede por lo tanto ver que hay un beneficio económico bastante importante en esta práctica.

8.3.2 Variación de costes

En este apartado se visualizarán directamente los datos económicos, el dato de mayor importancia, ya que el objetivo último de toda empresa es obtener beneficios económicos.

En primer lugar se pueden ver las figuras que marcan los costes asociados al consumo de potencia neta en cada uno de los casos para cada hora del año. Aunque se trabaja con un gran volumen de datos, esta vez si nos da una información muy útil, ya que se ve a simple vista la reducción del coste de la energía.

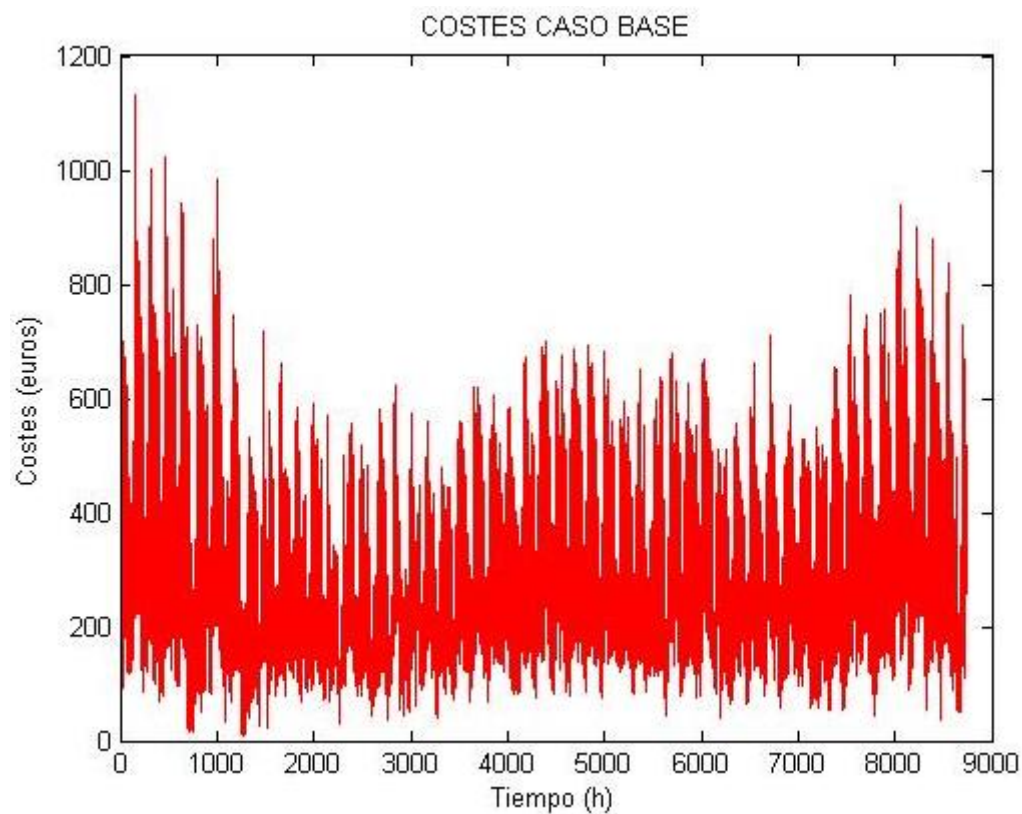


Ilustración 15: Costes caso sin gestión (año).

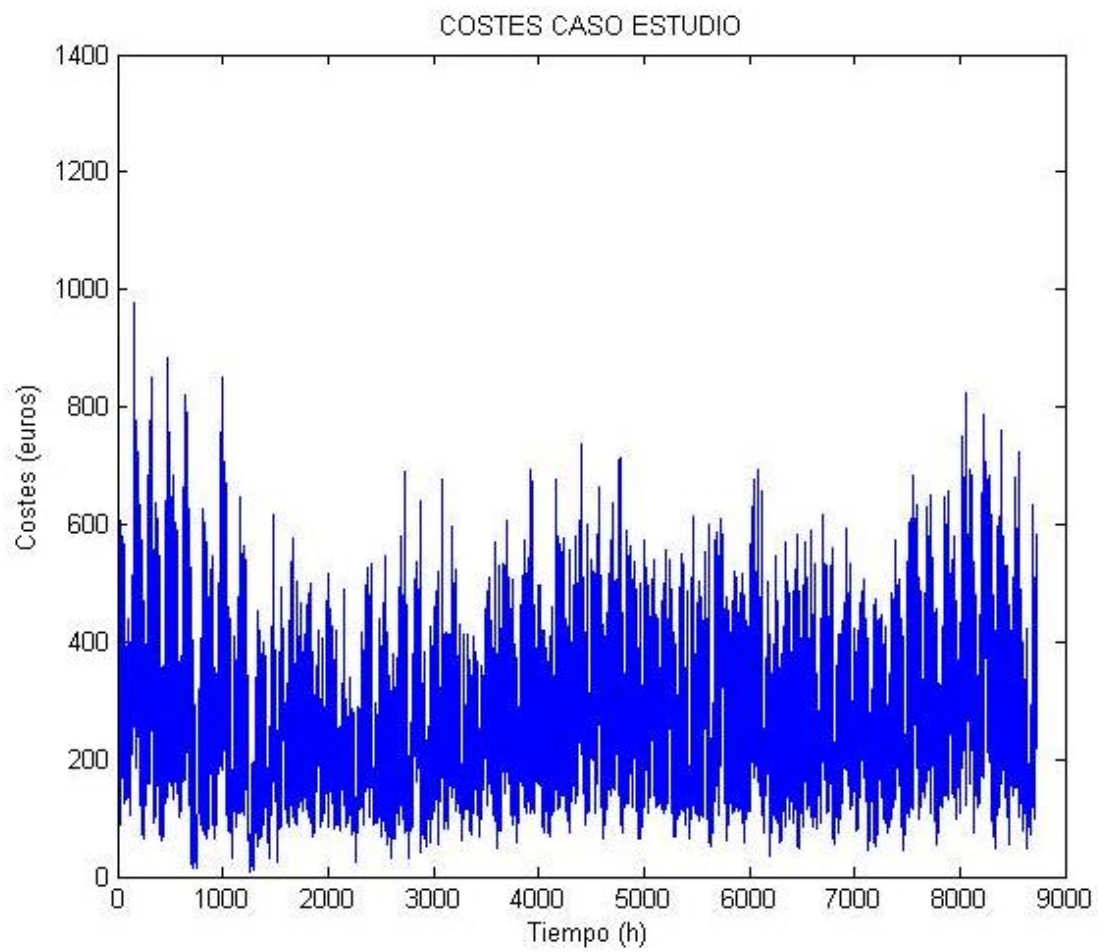


Ilustración 16::Costes caso con gestión (año).

Para mayor claridad, a continuación se presentan los datos generales de todo el año para los dos casos estudiados:

	Caso Base	Caso Estudio
Energía consumida en el año (MWh)	≈58505	≈58505
Coste de la energía consumida en el año (Millones de euros)	2,5814	2,4574
Media de gasto por hora (euros/hora)	295,49	281,30
Máximo coste en una hora (euros)	1131,2	976,86
Mínimo coste en una hora (euros)	10,02	9,23

Tabla 3: Resultados comparación de costes en un año.

Estos valores dejan muy claro que los objetivos se han conseguido. La gestión del agregador ha producido una rebaja en la facturación de la energía de 124.000 euros a lo largo del año (supone un 4,8 % del coste en el caso base).

El resto de valores de la tabla confirman el buen funcionamiento de la gestión:

1. Se ha aumentado el coste en las horas de baja demanda, ya que estas son las de menor precio y es donde se ha colocado el consumo gestionable
2. Se ha reducido el gasto máximo de energía, el cual se produce en los horarios donde el precio es más alto y la demanda también es mayor. Esta reducción implica que parte de la energía consumida en el caso base se ha consumido en horarios de menor coste.

Se analizará ahora el efecto que ha tenido la gestión realizada sobre el coste en los días jueves 5 y viernes 6 de Marzo de 2015.

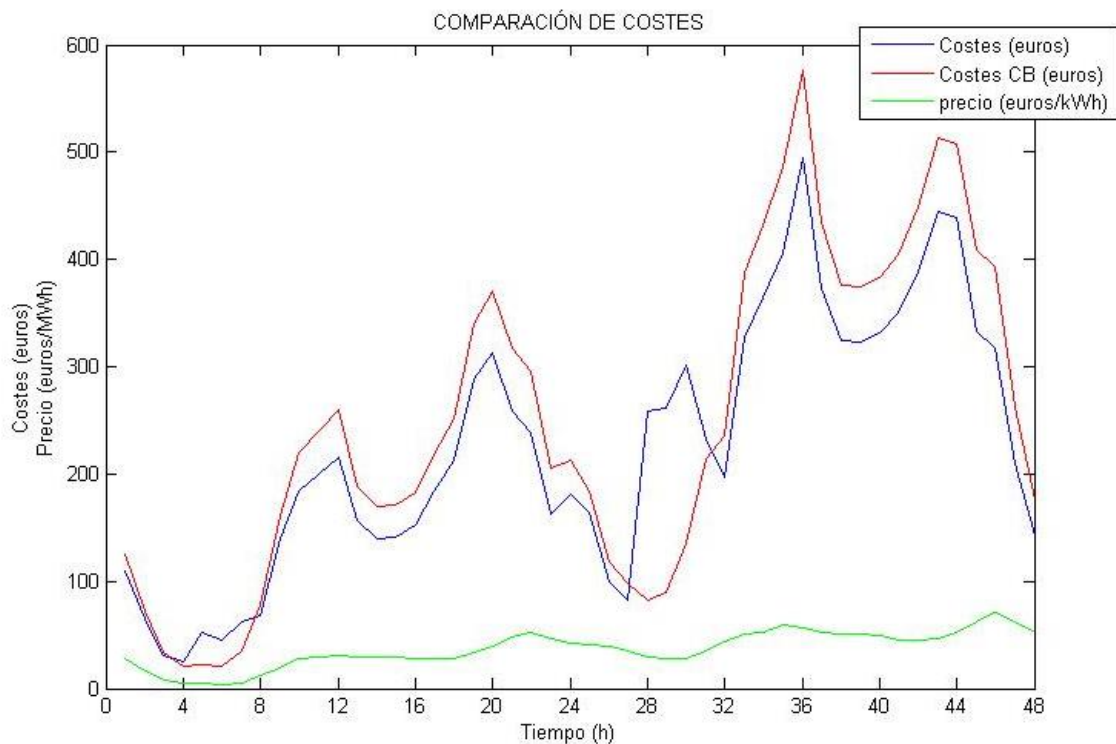


Ilustración 17: Comparación de costes con y sin gestión (días 5 y 6 de Marzo de 2015).

Al observar un periodo de tiempo menor, se pueden sacar varias conclusiones según evolucionan las curvas de costes:

1. El caso del estudio tiene un mayor gasto en los periodos en los que el precio de compra de energía es más bajo, debido a que en estos periodos es donde se colocarán los consumos gestionables.
2. El caso de estudio rebaja claramente el coste en los periodos de mayor precio.
3. El área bajo la función del caso de estudio es claramente menor a la del caso base. Prueba de ello es que el coste por día de cada uno:

	Caso Base	Caso Estudio	Diferencia	% rebajado
Coste día 05/03/15 (euros)	4213,1	3627,8	585,3	13,89%
Coste día 06/03/15 (euros)	7727,5	7166,1	561,4	7,26%
Coste ambos (euros)	11940,6	10793,9	1146,7	9,6%

Tabla 4. Resultados comparación de costes en los días 5 y 6 de Marzo.

8.4. Consecuencias

Se pueden sacar varios beneficios del nuevo reparto del consumo de energía. Clasificaré estos beneficios en:

- **Beneficios locales**, son los beneficios que afectan a los clientes del agregador y a este mismo.
- **Beneficios para el sistema**, que incluye los beneficios que este nuevo reparto genera en el sistema eléctrico español y los consumidores que no están sujetos a este agregador.

BENEFICIOS LOCALES:

1. El principal de los beneficios que esta gestión genera es el beneficio económico, que se verá en una rebaja de la facturación eléctrica en el caso de los clientes del agregador. Por su parte, el agregador conseguirá un ingreso económico en función del contrato que tenga con sus clientes.
2. La posibilidad de reducir los picos de demanda con la nueva gestión (en este estudio no se limitó la potencia contratada, pero podría reducirse). La gestión hace posible que en muchos casos se pueda reducir la potencia contratada. Afectaría ligeramente al beneficio económico que el agregador puede otorgar al cliente, pero a la vez generaría un ahorro en potencia contratada que podría compensarlo en ciertos casos.

BENEFICIOS PARA EL SISTEMA

1. Al colocarse los consumos gestionables en las horas de menor precio, se reduce el consumo en horas de mayor precio de compra, o dicho de otra forma, de mayor coste de generación. Esto implica que los costes de generación se verían reducidos en las horas punta, ya que se podría conseguir satisfacer la demanda sin tener que hacer uso de las centrales de punta, cuyo coste de producción es mucho más alto.

Para esto hay que considerar los cambios que la gestión provoca sobre el sistema eléctrico, algo que en el caso de estudio no se ha considerado, entre otras cosas porque las potencias consumidas son muy pequeñas en comparación con las del sistema eléctrico español. Sin embargo existen plataformas de gestión de demanda que sí tienen cierta influencia sobre el sistema eléctrico. El uso de agregadores que gestionen las demandas aumentaría este efecto, provocando variaciones en los precios de compra de energía, haciendo que las horas de pico tuvieran un precio menor y las horas valle ligeramente mayor, aunque en estas horas el coste de generación seguiría siendo muy bajo, ya que se satisface la demanda únicamente con las centrales de base, de coste de producción muy bajo.

Por estas razones, los consumidores del sistema eléctrico tendrían una reducción de sus tarifas aun sin tener ningún tipo de gestión de su demanda, ya que los precios en las horas en que se acumula mayor consumo de energía serían reducidos.

2. Ya que se reduce el uso de centrales de pico y se aumenta el uso de centrales base, se provoca una reducción de emisiones de gases contaminantes a la atmosfera, ya que las centrales bases son principalmente centrales de energías renovables y de energía nuclear, mientras que las de pico suelen ser centrales de combustión interna.

De hecho, durante las horas valle a veces la producción de energías renovables supera a la energía potencia demandada. Cuando esto ocurre la energía generada de más es energía que se pierde, ya que no puede inyectarse en la red porque se produciría una diferencia entre la potencia generada y la consumida que causaría problemas graves en la red (sobrecargas y cambios en la frecuencia principalmente). La solución es que se desconectan generadores para igualar la potencia demandada y generada.

Por esta razón la gestión de la demanda en los sistemas eléctricos tiene gran importancia en la lucha contra los problemas medioambientales y los problemas de dependencia energética, ya que permite optimizar el uso de las energías limpias renovables para que cubran la mayor parte de demanda que sea posible.

Como se puede ver, el estudio ha sido un éxito, y nos permite apreciar los beneficios de la gestión de las demandas por parte de un agregador. En el caso estudiado, los beneficios por la gestión del agregador fueron de 124.000 euros, el equivalente a un 4,8 % del coste del consumo total sin gestión. Este estudio se ha realizado suponiendo los datos previstos para 2020, pero se prevé que la rentabilidad de este tipo de gestores aumentaría en años venideros, ya que se prevé que haya un gran aumento en los generadores distribuidos, los almacenadores de energía distribuidos, la energía aportada para la gestión y las compras de vehículos eléctricos de batería en los años siguientes.

Por ello, se realizarán, aprovechando el programa ya realizado en Matlab, nuevas recreaciones con nuevos datos en los recursos, para así estudiar el alcance de los beneficios de este tipo de gestión.

8.5. Casos añadidos

Caso 1: Se multiplica por 4 el número de coches eléctricos (un total de 800 coches), lo que supondría un 4,5 % de vehículos eléctricos (que como se ha visto, se prevé que el número de vehículos en 2030 este entre 1 y 8,7 % de los vehículos). [20]

Caso 2: Se multiplica por 2 la capacidad de las baterías y la potencia de entrada y salida de esta, quedando la capacidad en 2000kWh y la potencia de entrada y salida en 200 kW. La capacidad mínima seguirá siendo un 10% de la máxima.

Caso 3: aumento la energía a gestionar a un 20 % de la energía demandada total (este caso no está muy lejos de la realidad, ya que de sumar a los electrodomésticos del caso estudiado los calentadores de agua domésticos quedaría un porcentaje de unos 19,2 %). [1]

Caso 4: se realiza la optimización con los cambios de los 3 casos juntos.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso Estudio
E gestionable viviendas (%)	12%	12%	20%	12%
E baterías (kWh)	1000	2000	100	1000
P máxima baterías (kW)	100	200	100	100
Nº coches	800	200	200	200
Ahorro (%)	7,69%	4,88%	6,3%	4,8%

Tabla 5: Otros casos de estudio.

	Caso 4	Caso Estudio
E gestionable viviendas (%)	20%	12%
E baterías (kWh)	2000	1000
P máxima baterías (kW)	200	100
Nº coches	800	200
Ahorro (%)	8,95%	4,8%

Tabla 6: Otros casos de estudio.

Como se ve, según se mejoran los recursos que el agregador puede gestionar se mejora el ahorro que este ocasiona. Todos los valores que se han puesto son fácilmente alcanzables (el caso 1 y el caso 4 tienen la cantidad de coches superior al valor de 2020, pero fácilmente serán encontrados en el 2030 según los pronósticos analizados).

El máximo ahorro conseguido en las simulaciones es de 8,95%, un valor de casi el doble que el valor utilizado para el caso base, que muestra un ahorro de 4,8%.

9. CONCLUSIONES

La creación de las llamadas redes inteligentes (en inglés Smartgrids) supone una gran ventaja para el sistema eléctrico español y europeo, ya que aumenta el volumen de datos que se manejan y permite una gestión más automatizada y rápida, cercana a la gestión en tiempo real, permitiendo mejorar la gestión de la potencia generada y consumida. Esto se traduce en un mayor control de la demanda y la generación, que en los últimos años han aumentado en cantidad y aleatoriedad.

La creación de una red inteligente supondrá una ayuda de gran importancia para conseguir un sistema eléctrico sostenible de forma económica y medioambiental, ya que el mayor control del sistema se traduce en las siguientes ventajas.

- Gestión más rápida y automatizada, que permite un suministro de mayor calidad y seguridad.
- Mayor control de la generación, pudiendo así gestionar los generadores distribuidos y de potencia variable con mayor precisión, lo que se traduce en facilidades de generación por parte de los consumidores y optimización de la generación.
- Facilidades para la gestión de la demanda, que permita que cualquier consumidor pueda obtener beneficios de la participación en el mercado eléctrico mediante la gestión de su demanda. Se estima que en Europa se usa tan solo un 10% de la demanda que puede ser gestionada. Se prevé que con una buena gestión esta práctica reduzca hasta en un 10% las necesidades de generación en el territorio europeo. [16]

Dentro de las redes inteligentes, es muy importante el uso de agregadores, que permitan la gestión de la demanda y los recursos energéticos de los pequeños consumidores, que constituyen el 25% de los consumos eléctricos en nuestro país, haciendo así a los consumidores partícipes del mercado eléctrico. Se espera que estas plataformas de gestión privada puedan obtener hasta un 10% de descuento en la factura de energía eléctrica. [16]

En este proyecto se evaluaron los beneficios que puede obtener un agregador en el mercado eléctrico, tanto para sus clientes como para el propio sistema eléctrico.

Como se ha visto en las simulaciones, el beneficio de esta práctica es muy claro, ya que se suavizan los máximos de la potencia consumida, permitiendo así reducciones importantes en el coste de la energía, tanto para los propios clientes como para el sistema. En el caso estudiado estos beneficios llegaban a una reducción del 4,8% coste de la tarifa eléctrica, pero como se ha comentado, los avances en energías renovables y en baterías y vehículos eléctricos darían la posibilidad de aumentar aún más estos beneficios.

9.1. Continuación del estudio

Aunque el trabajo realizado ha dado un buen resultado, este podría ampliarse y continuarse. Algunas formas de continuarlo serían:

- Considerar que el agregador participa, no solo el mercado diario, sino también los mercados intradiarios y de desvíos, datos que podrían encontrarse en la página web de Omie. [13]
- Considerar la capacidad de carga y descarga de las baterías de los vehículos eléctricos, pudiendo inyectar energía desde ellas a la red en caso de obtenerse así beneficio económico. Esto supondría un gran aumento en la cantidad de energía y potencia que se puede almacenar y gestionar.
- Considerar que la potencia gestionada tenga un efecto relevante sobre el sistema, es decir, considerar el efecto que la gestión de la potencia consumida por parte del agregador tuviese efecto sobre el precio de compra y venta de energía en el sistema.

10. Bibliografía

- [1] IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía), «Consumos del Sector Residencial en España,» 2013.
- [2] REE, «El sistema eléctrico español. Avance 2015,» 2015.
- [3] Red Eléctrica de España (REE), «Interconexiones eléctricas: un paso para el mercado único de la energía en Europa,» 2012.
- [4] IPCC, «CAMBIO CLIMÁTICO 2014 Mitigación del cambio climático,» 2014.
- [5] M. Planelles, «<http://internacional.elpais.com/>,» 2016. [En línea]. Available: http://internacional.elpais.com/internacional/2015/12/12/actualidad/1449910910_209267.html.
- [6] REE, «Informe de responsabilidad corporativa 2015».
- [7] «Wikipedia,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_en_Espa%C3%B1a. [Último acceso: 2016].
- [8] [En línea]. Available: www.ecologiaverde.com.
- [9] «Wikipedia,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Teor%C3%ADa_del_pico_de_Hubbert. [Último acceso: 2016].
- [10] «Wikipedia.org,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Mercado_el%C3%A9ctrico_de_Espa%C3%B1a. [Último acceso: 08 2016].
- [11] «<http://www.endesaeduca.com/>,» [En línea]. Available: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/el-sector-electrico/xix.-el-mercado-de-la-electricidad. [Último acceso: 08 2016].
- [12] Red Eléctrica España, «ree,» [En línea]. Available: <https://demanda.ree.es/demanda.html>. [Último acceso: 2016].
- [13] «<http://www.omie.es/>,» [En línea]. Available: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-intradiar>.

-] [Último acceso: 2016].
- [14 Ecorys, «The role of DSOs in a Smart,» Amsterdam, 2014.
]
- [15 Boletín Oficial del Estado (BOE) núm.197.
]
- [16 Eurelectric, «Flexibility and Aggregation: Requirements for their interaction in the market,» 2014.
]
- [17 Endesa, [En línea]. Available: www.endesaclientes.com.
]
- [18 OMIE (OMI-Polo Español), «<http://www.omie.es/>,» 2016. [En línea]. Available:
] <http://www.omie.es/>.
- [19 Dirección General de Programación Económica del Ministerio de Fomento y con la
] supervisión técnica de José Ignacio Pérez Lou, Subdirector General de Estadística y Estudios (SGEE), «Estudio Movilidad España 2006,» 2006.
- [20 F. N. y. M. Brons, «Plug-in Hybrid and Battery Electric Vehicles. Market penetration
] escenarios of electric drive vehicles. JRC European Commissions».
- [21 Volkswagen, «<https://www.volkswagen.es/>,» [En línea]. Available:
] https://www.volkswagen.es/es/modelos/e-golf.html?&mkwid=syNk2Os6G|pcrid|129080513708|pkw|vw%20egolf|pmt|e|pdv|c|&tc=sem-VW_eGolf+%5BALL%5D+%5BEvaluation%5D+%5BBRAND%5D+%5BeGolf%5D-ES-google-Golf+Electrico+%5BALL%5D-e-vw%20egolf&kw=vw%20egolf&tc_alt=168&n_.
- [22 «noticias.coches.com,» [En línea]. Available: [http://noticias.coches.com/noticias-](http://noticias.coches.com/noticias-motor/cuantas-horas-pasas-al-ano-en-coche-y-mas-cifras-que-te-haran-pensar/146162)
] [motor/cuantas-horas-pasas-al-ano-en-coche-y-mas-cifras-que-te-haran-pensar/146162](http://noticias.coches.com/noticias-motor/cuantas-horas-pasas-al-ano-en-coche-y-mas-cifras-que-te-haran-pensar/146162).
- [23 Mathworks, [En línea]. Available:
] http://es.mathworks.com/products/matlab/index.html?s_tid=gn_loc_drop.